



DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA E HISTORIA ECONÓMICA  
CÁTEDRA DE POLÍTICA DE COMPETENCIA  
UNIVERSIDAD DE SEVILLA

## TESIS DOCTORAL

# REGULACIÓN Y COMPETENCIA EN EL SECTOR ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA: RETOS Y PERSPECTIVAS DE FUTURO

Presentado por: **Naděžda Barcalová**

Dirección: Prof. Dr. **Luis Palma Martos**, Prof. Dra. **Marycruz Arcos Vargas**

Sevilla, 2017

# **REGULACIÓN Y COMPETENCIA EN EL SECTOR ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA: RETOS Y PERSPECTIVAS DE FUTURO**

## ***REGULATION AND COMPETITION IN THE ENERGY SECTOR OF THE EUROPEAN UNION: PROSPECTS AND CHALLENGES***

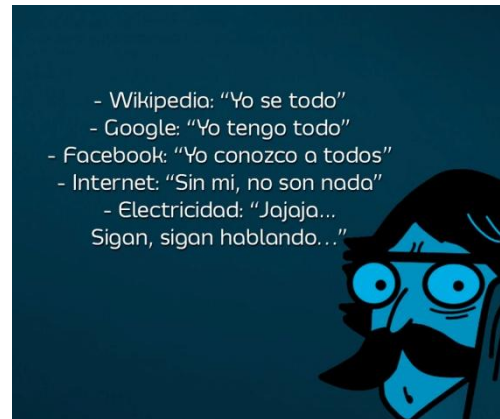
**Naděžda Barcalová**

Dirección: Prof. Dr. **Luis Palma Martos**, Prof. Dra. **Marycruz Arcos Vargas**

*Disertación que se presenta para la colación de la  
Mención Internacional en el Título de Doctor*







Departamento de Economía e Historia Económica

**Clasificación JEL:** F 55, L 40, L 51, L 70, L 94, L 95, L98, Q 20, Q 40.

**Palabras clave:** Unión Europea, energía, Política Energética Europea, mercado interior energético, electricidad, gas natural, competencia, regulación, liberalización.

## **Resumen:**

La energía ha estado presente en el seno de la Unión Europea (UE) desde sus orígenes - con la firma del Tratado CECA en 1951 se comunitarizó el carbón, entonces principal fuente de energía, y en 1957, con la creación de Euratom, entró en el escenario la energía nuclear. A lo largo del tiempo la energía se ha ido convirtiendo en una de las principales preocupaciones, pero también en uno de los principales ámbitos de actuación y en una de las prioridades comunitarias. Y es que la situación energética a la que hacemos frente actualmente, es preocupante - el consumo de energía está en niveles muy altos, la producción autóctona de fuentes de energía fósiles es mínima, las importaciones energéticas y la consiguiente dependencia energética exterior están en aumento, y el uso de los combustibles fósiles genera emisiones de gases de efecto invernadero. El camino recorrido fue largo y difícil, pero finalmente, con la entrada en vigor del Tratado de Lisboa en 2009, se creó la Política Energética Europea (art. 194 TFUE), se definió la energía como una de las competencias compartidas (art. 4 TFUE), y se elaboró una legislación energética sólida. Todo esto con tres objetivos principales: competitividad (liberalización e integración del mercado energético), seguridad (suministro ininterrumpido y a precios razonables) y sostenibilidad (protección del medioambiente). Para conseguir dichos objetivos y para poder disfrutar del actual nivel de vida también en el futuro, se han fijado unas metas energéticas y medioambientales ambiciosas, relativas a la eficiencia energética, al uso de las energías renovables y a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. En 2015 se ha creado la *Unión de la Energía y Clima* - una estrategia marco cohesiva que une todas las iniciativas y que pone en marcha una auténtica transición energética europea.

La energía, entonces, cobra un especial protagonismo en nuestra sociedad - sin ella es difícil de imaginarnos la vida al día de hoy. Dado que se considera como un bien extremadamente necesario, se ha creado una regulación europea (y nacional) que establece las reglas para su explotación y uso, con el fin de asegurar a los consumidores un suministro seguro, sostenible y a precios más bajos posibles. Se considera que, para lograr dichos objetivos, es necesario instaurar un mercado interior energético al nivel de la UE e introducir una competencia efectiva en dicho mercado. La creación del mercado interior del carbón es un hecho que data de los años 50, pero la puesta en marcha del mercado interior de la electricidad y del gas natural resultó ser bastante más complicada. Para su instauración se han adoptado tres paquetes sucesivos de medidas liberalizadoras, que comprenden una serie de Directivas y Reglamentos. La aplicación de dichas normas, junto con la observancia de la normativa europea de competencia, debe garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior energético en la UE. La finalidad última de estos esfuerzos, es la de asegurar a los consumidores europeos una energía asequible, segura y limpia - ahora y en el futuro.

**Palabras clave:** Unión Europea, energía, Política Energética Europea, mercado interior energético, electricidad, gas natural, competencia, regulación, liberalización.

**Clasificación JEL:** F 55, L 40, L 51, L 70, L 94, L 95, L98, Q 20, Q 40.

## **Abstract:**

The energy has been present in the European Union (EU) since its inception - with the signing of the ECSC Treaty in 1951, coal, which was the main source of energy, was communitarized, and in 1957, with the creation of Euratom, the nuclear power entered the scenario. Over time, energy has become one of the main concerns, but also one of the main areas of action and one of the Community priorities. The thing is that the energy situation we are currently facing is worrisome - the energy consumption is at very high levels, the autochthonous production of fossil energy sources is minimal, the energy imports and the consequent Energy Import Dependency are increasing and the use of fossil fuels generates emissions of greenhouse gases. The way was long and difficult, but finally, with the entry into force of the Lisbon Treaty in 2009, the European Energy Policy has been created (Article 194 TFEU), the energy has been defined as one of the shared competences (Article 4 TFEU), and sound energy legislation has been elaborated. All of this with three main objectives: competitiveness (liberalization and integration of the energy market), security (uninterrupted supply at reasonable prices) and sustainability (environmental protection). In order to achieve these objectives and to enjoy the current standards of living also in the future, ambitious energy and environmental targets have been set, relating to the energy efficiency, to the use of renewable energies and to the reduction of greenhouse gas emissions. In 2015 the *Energy Union and Climate* has been created - a cohesive framework strategy that unites all the initiatives and sets in motion a real European energy transition.

The energy, therefore, takes on a special importance in our society - without it is difficult to imagine the life nowadays. Given that it is considered to be an extremely necessary commodity, a European (and national) regulation that sets out the rules for its exploitation and use has been established, in order to ensure to the consumers a supply which is safe, sustainable and at lowest possible prices. To achieve these objectives, it is considered necessary to establish an internal energy market at EU level and to introduce an effective competition in this market. The creation of the internal market for coal is a fact dating back to the 1950s, but the start-up of the internal market for electricity and natural gas turned to be much more complicated. Three successive packages of liberalizing measures have been adopted to implement the electricity and natural gas internal market, including a number of Directives and Regulations. The application of these rules, together with the observance of European competition law, is to guarantee the proper functioning of the internal energy market in the EU. The ultimate aim of these efforts is to ensure that European consumers have affordable, safe and clean energy - now and in the future.

**Key words:** European Union, energy, European Energy Policy, internal energy market, electricity, natural gas, competition, regulation, liberalization.

**JEL classification:** F 55, L 40, L 51, L 70, L 94, L 95, L98, Q 20, Q 40.

# **REGULACIÓN Y COMPETENCIA EN EL SECTOR ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA: RETOS Y PERSPECTIVAS DE FUTURO**

## **Índice general:**

<b>Resumen / Abstract (EN)</b> .....	4
<b>Introducción general</b> .....	11
Introducción.....	12
Objetivo y estructura de la Tesis Doctoral.....	14
Sumario Ejecutivo / Executive Summary (EN).....	20
Metodología.....	44

## **PARTE I: LA RELEVANCIA DE LA ENERGÍA EN LA UNIÓN EUROPEA**

<b><u>Capítulo 1: La energía en la Unión Europea</u></b> .....	48
1.1) Introducción a la cuestión energética.....	49
1.2) El consumo de energía en Europa (Consumo Interior Bruto y Consumo Final de Energía)....	58
1.3) La producción decreciente, la tasa de dependencia en aumento.....	68
1.4) La energía como un problema: seguridad, competitividad, sostenibilidad.....	89
1.4.1) Seguridad del abastecimiento (petróleo, gas natural y electricidad).....	95
 <b><u>Capítulo 2: Las fuentes de energía tradicionales - las fuentes fósiles y la energía nuclear</u></b> .....	104
2.1) Carbón, gas y petróleo - los combustibles fósiles.....	104
2.1.1) Las reservas europeas - la creciente escasez.....	105
2.1.2) Las reservas mundiales - de dónde importamos.....	109
2.2) Energía nuclear – un debate abierto.....	121
2.2.1) La implantación de la energía nuclear en la UE.....	122
2.2.2) El debate acerca de la conveniencia del uso de energía atómica.....	132
 <b><u>Capítulo 3: Energías renovables – ¿la solución para el futuro?</u></b> .....	139
3.1) La Directiva 2009/28/CE sobre las energías renovables.....	140
3.2) La implantación de las RES en la UE.....	145
3.3) El objetivo “20-20-20” y las políticas para promover las energías renovables.....	157
3.3.1) <i>EU's energy and climate objectives "20-20-20" (EN)</i> .....	160

## **PARTE II: EL DIFÍCIL CAMINO HACIA LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA**

<b><u>Capítulo 4: La creación de la Política Energética de la UE</u></b>	228
4.1) Los orígenes	229
4.1.1) La energía en los tratados CEEA y EURATOM	230
4.1.2) La energía como mercancía/servicio	233
4.2) Las primeras actuaciones comunitarias	234
• Resolución del Consejo, de 17 de septiembre de 1974, relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad	234
• Resolución del Consejo, de 17 de diciembre de 1974, relativa a los objetivos comunitarios de política energética para 1985	235
• Resolución del Consejo, de 16 de septiembre de 1986, relativa a los nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros	236
4.3) Los documentos cruciales	238
4.3.1) La Carta de la Energía	238
4.3.2) Libro Blanco COM (95) 682 final – Política Energética para la UE	241
4.2.3) Libro Verde COM (2000) 769 final – Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento	250
4.3.4) Libro Verde COM (2005) 265 final – sobre la Eficiencia Energética	254
4.3.5) Libro Verde COM (2006) 105 final - Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura	257
4.3.6) Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo COM (2007) 1 final – “Una Política Energética para Europa”	261
4.3.7) La respuesta a la Comunicación - Plan de Acción del Consejo Europeo (2007 – 2009) Política Energética para Europa	269
4.4) El nacimiento de la Política Energética de la UE	279
4.4.1) La energía y sus fundamentos jurídicos en el TFUE	283
• Artículo 4 del TFUE	283
• Título XXI - Energía (artículo 194 del TFUE)	284
• Artículo 192 del TFUE	286
• Artículo 122 del TFUE	287
• Título XVI - Redes transeuropeas (artículos 170-172 del TFUE)	288
<b><u>Capítulo 5: Los programas energéticos</u></b>	290
5.1) Los Programas Marco	292
5.1.a) VII Programa Marco de investigación, desarrollo tecnológico y demostración	294
5.1.b) VII Programa Marco de EURATOM	296
El proyecto internacional ITER y la Empresa Común Europea “ <i>Fusion for Energy</i> ”	300
5.1.c) Programa Marco para la Competitividad y la Innovación: Programa <i>Energía Inteligente – Europa</i>	305
5.2) Horizon 2020	309
5.3) Programa Energético Europeo para la Recuperación “PEER”	315

### **PARTE III: EL MERCADO ENERGÉTICO DE LA UE - REGULACIÓN Y COMPETENCIA**

<b>Capítulo 6: La configuración del mercado energético de la UE.....</b>	<b>324</b>
6.1) Directivas de la UE relativas al sector energético y al mercado energético – importancia, razones y objetivos de la actuación de la UE.....	325
6.2) Mercado interior de electricidad.....	332
6.2.1) Primer paquete de medidas (electricidad) - Directivas 90/377/CEE, 90/547/CEE, 96/92/CE.....	333
6.2.2) Segundo paquete de medidas (electricidad) - Directiva 2003/54/CE, Reglamento (CE) nº 1228/2003.....	340
6.2.3) Tercer paquete de medidas (electricidad) - Directiva 2009/72/CE, Reglamento (CE) nº 714/2009, Reglamento (CE) nº 713/2009.....	346
6.2.4) Electricidad en España.....	358
<i>Informe sobre la legislación de la Unión Europea relativa al mercado eléctrico y la configuración del mercado eléctrico en España.....</i>	<i>360</i>
6.3) Mercado interior del gas natural.....	474
6.3.1) Primer paquete de medidas (gas natural) - Directivas 90/377/CEE, 91/296/CEE y 98/30/CE.....	476
6.3.2) Segundo paquete de medidas (gas natural) - Directiva 2003/55/CE, Reglamento (CE) nº 1775/2005.....	482
6.3.3) Tercer paquete de medidas (gas natural) - Directiva 2009/73/CE, Reglamento (CE) nº 715/2009.....	487
 <b>Capítulo 7: La competencia en el sector energético de la UE y sus problemas.....</b>	 <b>495</b>
7.1) Introducción al concepto de la competencia - importancia y fundamentos.....	497
7.2) La normativa europea de competencia y la Política de Competencia de la UE.....	509
7.2.1) La evolución de la regulación de la competencia en la UE.....	509
- El Tratado CECA, el Tratado CEE.....	509
- El Reglamento (CEE) nº 17/62, Reglamento nº 19/65/CEE, Reglamento nº 67/67/CEE, Reglamento (CEE) nº 4064/89, Libro Blanco de 1999.....	518
7.2.2) La configuración actual de la normativa de competencia en la UE.....	531
- Reglamento (CE) nº 1/2003, Reglamento (CE) nº 139/2004, Reglamento (CE) nº 773/2004.....	531
- Artículos 101 - 109 del TFUE.....	539
7.3) Los problemas relacionados con la competencia en el sector energético de la UE.....	547
7.3.1) La competencia en el sector de la electricidad y del gas natural.....	548
7.3.2) Las cuotas de mercado y los precios de la electricidad y del gas natural.....	551
7.4) Investigaciones sectoriales sobre la competencia en los mercados del gas natural y de la electricidad.....	585
7.4.1) Comunicación de la Comisión COM (2006) 851 final.....	586
7.4.2) Informe de la Comisión COM (2016) 752 final.....	589

## **PARTE IV: RETOS Y MARCO DE FUTURO**

<b>Capítulo 8: A modo de conclusión</b> .....	594
8.1) Proyectos para el futuro:.....	595
8.1.1) Estrategia Europa 2020 - COM (2010) 2020.....	596
8.1.2) Proyecto Europa 2030.....	605
8.1.3) Energía 2020 - COM (2010) 639 final /3.....	612
8.1.4) Hoja de Ruta de la Energía para 2050 - COM (2011) 885 final.....	619
8.1.5) Marco estratégico en materia de clima y energía 2020-2030 - COM (2014) 15 final.....	626
8.2) Unión de la Energía y Clima.....	630
8.3) El balance de las actuaciones - el mercado interior de la energía y la Unión de la Energía.....	636
8.3.1) Comunicación de la Comisión COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía.....	637
8.3.2) Comunicación de la Comisión COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía.....	643
8.4) Conclusiones de la Tesis.....	656
Conclusions of the Thesis (EN).....	672
 Lista de abreviaturas y acrónimos.....	686
Índice de gráficos, tablas y figuras.....	692
Glosarios.....	704
Bibliografía y fuentes.....	744
Anexos:.....	776
- Paper Bratislava Summer School (EN).....	778
- Certificado EUBA.....	805
- Certificado ADCA.....	807
- Certificado Comisión Europea.....	809





## **INTRODUCCIÓN**

## **Introducción:**

La importancia de la energía es indudable - hacemos uso de ella a diario y prácticamente en todos los momentos y en todas las actividades. Necesitamos la energía como individuos - a la hora de encender la luz, o desplazarnos, para calentar nuestras casas, para preparar la comida, y para realizar nuestras actividades cotidianas. Pero también necesitamos la energía para que nuestra economía funcione - para poner en marcha nuestras industrias, para producir bienes y servicios, para generar riqueza. La energía es imprescindible para el desarrollo de nuestra sociedad, pero del mismo modo la energía es necesaria también para el funcionamiento de los Estados y, por ende, también para el funcionamiento de la Unión Europea.

La energía comprende tanto las fuentes primarias – sobre todo las fuentes fósiles, entre las cuales pertenece el carbón, el petróleo y el gas natural, pero también la energía nuclear y las energías procedentes de fuentes renovables (la energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y térmica, geotérmica, mareomotriz, o la biomasa). Y las fuentes secundarias – la más importante de las cuales es la electricidad. Sin la electricidad es prácticamente imposible imaginarnos la vida en nuestros días.

Pero la cuestión energética presenta una serie de problemas, dificultades y retos de cara al futuro, a los que es necesario buscar respuestas conjuntamente, si queremos disfrutar de los actuales niveles de vida también en el futuro. La Unión Europea y los Estados miembros son muy conscientes de ello. Por esta razón se ha creado y desarrollado la Política Energética de la UE, con tres objetivos claros – la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad.

La Política Energética de la Unión Europea, por lo tanto, es una de las dos vertientes del análisis de la presente Tesis Doctoral. Las primeras dos Partes de la Tesis estarán dedicadas a la Política Energética - a la razón de su creación, a su importancia, a sus fundamentos jurídicos, y a sus actuaciones. Se verá, sobre todo, por qué la energía es tan importante y tan problemática a la vez, qué pasos se siguieron para la inclusión de la energía entre las políticas comunitarias, y cuál es el papel y la contribución de la Política Energética de la UE para la consecución de los objetivos energéticos mencionados.

La segunda de las dos vertientes del análisis de esta Tesis, es la Política de Competencia de la Unión Europea – concretamente su relación con la Política Energética, su contribución a la consecución de los objetivos energéticos, y su aplicación concreta al mercado interior energético. La tercera parte de la Tesis estará dedicada, por lo tanto, a la Política de Competencia - a la importancia de la existencia de la competencia efectiva en sí, y a la necesidad de la introducción de la competencia en los mercados de la electricidad y del gas natural en la UE. Se verá, sobre todo, por qué la introducción de la competencia efectiva en el mercado energético presenta dificultades, y por qué es tan necesaria al mismo tiempo. Y se verán las actuaciones emprendidas desde las UE para promover y garantizar el efectivo funcionamiento del mercado interior energético – integrado, abierto y competitivo.

Entonces la presente Tesis Doctoral tendrá un doble enfoque, siempre en el ámbito de la Unión Europea – por un lado, se centrará en la energía (se analizarán todas sus vertientes y sus implicaciones, así como sus fundamentos jurídicos y la evolución de éstos), y, por otro lado, se centrará en la competencia (se estudiarán sus fundamentos, tanto teóricos como jurídicos, y su implicación en la configuración del mercado energético y de la regulación de éste). La síntesis de estos dos enfoques, es decir de la Política Energética y de la Política de Competencia de la UE, es lo que se pretende conseguir en última instancia – al nivel de las actuaciones emprendidas desde las instituciones europeas, y al nivel del análisis emprendido en esta Tesis.

## **Objetivo y estructura de la Tesis:**

El objetivo de la presente Tesis Doctoral es el de analizar la Política Energética de la Unión Europea y, en especial, dedicar la atención al mercado energético europeo y a la aplicación de la Política de Competencia a dicho mercado. Se procederá a estudiar las medidas de regulación del mercado energético que han sido adoptadas en el seno de la UE, la normativa de competencia aplicada en la UE, y en síntesis, el nivel de competencia resultante en el mercado energético interior europeo. Se verán con detenimiento los pasos y las actuaciones emprendidas desde la UE para garantizar el funcionamiento efectivo del mercado interior energético competitivo. Finalmente se plantearán los retos energéticos de cara al futuro y las respuestas proporcionadas desde las instituciones europeas para asegurar que la UE, ahora y en el futuro, sea una economía competitiva, segura y sostenible.

La Tesis está dividida en cuatro Partes y se compone de ocho Capítulos. En la primera Parte de la Tesis se hará un análisis del sector energético de la Unión Europea desde varios puntos de vista, resaltando la gravedad de la situación actual (seguridad, competitividad, sostenibilidad) y repasando las cuestiones más importantes referentes a cada fuente de energía (petróleo, gas natural, carbón, energías renovables, energía nuclear). La segunda Parte tratará de analizar y resumir los aspectos jurídicos e institucionales de la Política Energética de la UE. (Cabe mencionar que la Parte II de la Tesis se basará en los hallazgos del Trabajo Fin del Máster.) La tercera parte luego presentará un análisis de las medidas de regulación y competencia llevadas a cabo desde la UE. Y la cuarta parte será una culminación y un desenlace final de las inquietudes suscitadas en estos años de trabajo científico.

### **1) Parte I – La relevancia de la energía en la UE:**

La primera Parte de la Tesis tendrá por objeto el análisis y la descripción de la situación energética en la que se encuentra la Unión Europea. En el primer Capítulo se señalarán los aspectos problemáticos y se confrontarán con los tres objetivos base de la Política Energética de la UE – la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad. Se analizará el consumo energético en Europa, así como la producción de las fuentes de energía autóctonas, a continuación, se verán las importaciones, su origen y las tendencias, y consecuentemente se estudiará la dependencia energética exterior de la UE.

A continuación, en el segundo Capítulo, se hará un recorrido por las fuentes tradicionales de energía y un estudio de varios aspectos relacionados. Se describirá el problema de los combustibles fósiles, y se hará un análisis más detallado del caso del carbón, del petróleo y del gas natural. Y se analizará también la energía nuclear - desde la creación del Euratom hasta el proyecto internacional de investigación en el ámbito de la energía de fusión nuclear “ITER”, del cual la UE forma parte. Se estudiará la implantación de la energía nuclear en la UE y su importancia, y se presentará también el debate acerca de la conveniencia de su uso.

En el tercer Capítulo se resaltaré la importancia de la energía procedente de las fuentes de energía renovables (RES), siendo ésta una de las posibles soluciones al problema energético, por el que la UE apuesta de cara al incierto futuro. Se estudiará la implantación de las fuentes de energía renovables y las iniciativas que la UE está llevando a cabo en este campo (especialmente la Directiva 2009/28/CE). En este Capítulo se incluirá en Informe titulado *EU's energy and climate objectives "20-20-20"*, el cual ha sido elaborado durante la estancia de prácticas internas (*in-service training*) realizada en la Comisión Europea en Bruselas.

## **2) Parte II – El difícil camino hacia la Política Energética de la UE:**

En la segunda Parte de la Tesis se analizará la evolución del marco jurídico e institucional en el ámbito de la energía, desde sus inicios hasta la actualidad. Se verá el difícil camino que hubo que recorrer para crear la Política Energética de la UE - con sus tres pilares de la competitividad, la seguridad y la sostenibilidad. Se estudiarán los fundamentos jurídicos actualmente vigentes de la energía en el seno de la UE. Y finalmente se verán las iniciativas comunitarias en curso, para promover los objetivos energéticos.

Concretamente, en el cuarto Capítulo se seguirá el largo camino recorrido para que los asuntos energéticos finalmente se tomaran en serio y para que la energía se convirtiera en una de las políticas comunitarias. Para esto se estudiará el aspecto energético del Tratado CECA, el Tratado EURATOM, así como los documentos cruciales emitidos por la Comisión posteriormente - el Libro Blanco titulado “Política Energética para la UE”, y una serie de Libros Verdes. A continuación, se analizará la Comunicación de la Comisión titulada “Una Política Energética para Europa” y la respuesta práctica a dicha Comunicación - el Plan de Acción global en el ámbito de la energía (2007-2009). Y seguidamente, tras recorrer la evolución de las actuaciones europeas, se estudiará cuál es la posición actual de la energía dentro de las políticas europeas. Se elige el

año 2009 como punto de inflexión, ya que en este año entra en vigor el Tratado de Lisboa, el cual por primera vez incluye la Energía entre las competencias compartidas de la UE y los Estados miembros, y el cual crea una Política Energética de la UE propiamente dicha.

En el quinto Capítulo se estudiarán las iniciativas energéticas llevadas a cabo por la UE: el VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico (2007-13); el VII Programa Marco de la Energía Atómica (2007-11); y el Programa Marco de la Competitividad e Innovación (Programa Energía Inteligente – Europa (2007-13). Y el actual Programa Horizonte 2020 (2014-20), que sucedió a los programas mencionados y que ahora engloba todas las iniciativas bajo un marco común. Finalmente se estudiará el Programa Energético Europeo para la Recuperación “PEER”, que se inició en 2009 y cuyos resultados estamos viendo hasta ahora.

### **3) Parte III – EL mercado energético de la UE - regulación y competencia:**

La tercera Parte estará dedicada al análisis de las medidas emprendidas desde la UE en cuanto a la regulación del mercado energético, a la normativa de la competencia existente y su evolución, se destacarán los problemas relacionados con la competencia en el sector energético de la UE, y finalmente se analizará el mercado europeo de la electricidad y del gas natural - sobre todo los precios y la concentración del mercado.

En el sexto Capítulo, centrado en la configuración del mercado energético europeo, como primero será necesario destacar la importancia y las razones de la actuación de la UE en este ámbito – ver por qué la UE considera imprescindible tomar medidas relativas al mercado energético. Para esto será importante el estudio de los fundamentos económicos relativos a este tema, así como un análisis crítico del debate existente antes de adoptar las medidas destacadas. A continuación, se analizarán dichas medidas – las Directivas de la UE relativas a los mercados de electricidad y del gas natural. En concreto, se estudiarán los tres paquetes de medidas liberalizadoras del mercado de la electricidad y del gas natural. (Dentro de este Capítulo se incluirá el análisis de las medidas relativas al mercado eléctrico que han sido tomadas en un Estado miembro concreto, para implementar las disposiciones de la UE. Como referencia se utilizará el caso de España. Para este fin se incluirá una parte del *Informe sobre la legislación de la Unión Europea relativa al mercado eléctrico y la configuración del mercado eléctrico en España*, elaborado durante la estancia de investigación en la Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía, realizada en el marco de la beca de la competencia promovida

conjuntamente por la ADCA y por la Cátedra de Política de Competencia de la Universidad de Sevilla.)

El séptimo Capítulo está muy relacionado con el capítulo anterior, pero a diferencia de éste, estará dedicado monográficamente a la competencia en el ámbito energético y los problemas que presenta el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Primero se hará una introducción al concepto de la competencia. Y a continuación se estudiará la normativa europea de competencia en general y su evolución, así como los fundamentos jurídicos actuales (art. 101 – 109 TFUE), los cuales dan lugar la Política de Competencia de la UE. A continuación, será imprescindible identificar los problemas relacionados con la competencia en el mercado energético - tales como la aparición de monopolios naturales en las industrias de red, la histórica estructura de los mercados energéticos nacionales dominados por una empresa monopolista, etc. Se destacarán los problemas actuales de la configuración del mercado energético, relacionados con la concentración del mercado y con el poder del mercado, la exclusión vertical del mercado (y los requisitos del *unbundling*), la falta de la integración del mercado (incluida la falta de infraestructura transfronteriza), la transparencia, la formación de precios, etc. Finalmente se estudiarán las investigaciones sectoriales sobre la competencia en los mercados del gas y de la electricidad que se han llevado a cabo desde la DG de Competencia.

#### **4) Parte IV – Retos y marco de futuro:**

Esta cuarta y última Parte de la Tesis coincide con el octavo Capítulo, en el cual se procederá al análisis de las iniciativas generales emprendidas para hacer frente a los retos del futuro (la Estrategia Europa 2020 y el Proyecto Europa 2030), las iniciativas específicas en el sector de la energía (Estrategia Energía 2020, el Marco estratégico en materia de clima y energía 2020-2030, y la Hoja de Ruta de la Energía para 2050), y finalmente la iniciativa marco creada en 2015 y que es actualmente una de las prioridades de la Comisión - la Unión de la Energía y Clima. Luego se procederá al balance de las iniciativas europeas emprendidas para promover la liberalización y unificación del mercado energético, la apuesta por las fuentes de energía renovables, por el aumento de la eficiencia y del ahorro energético, por la reestructuración de la demanda energética, por la mayor seguridad del abastecimiento, etc. Para este fin se recurrirá al balance de las metas establecidas y de las iniciativas europeas desarrolladas, y su confrontación con la realidad energética, hechas por la Comisión en sus dos informes relativos al mercado

energético y al estado de la Unión de la Energía. Con esto y con un resumen de las Conclusiones a las que hemos ido llegando a lo largo del trabajo (presentadas en español y en inglés), finalizará la Tesis.

Al final de la Tesis también se incluye la lista de abreviaturas utilizadas a lo largo del texto. Seguidamente se introduce el índice de gráficos, tablas y figuras. No se olvida añadir los glosarios - con las definiciones de los combustibles y sus características más importantes, con los coeficientes de conversión, con las referencias relativas a la información general para las estadísticas, y con las definiciones relativas al sistema eléctrico y al mercado eléctrico. A continuación, se incluye el listado de la bibliografía y de las fuentes consultadas y utilizadas para la elaboración de la Tesis. Y finalmente se incluye una serie de Anexos: el Paper presentado para la ocasión del evento internacional de la *Bratislava Summer School* (texto en inglés); el certificado de la estancia de investigación en la Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía (ADCA), hecha en el marco de la beca de la competencia desarrollada conjuntamente por la ADCA y la Cátedra de Política de Competencia de la Universidad de Sevilla; el certificado de estancia de investigación en la Universidad Económica en Bratislava - Eslovaquia (EUBA), hecha en el marco de la Mención Internacional del título de Doctor; y finalmente el certificado de estancia en la Comisión Europea en Bruselas, hecha en el marco del programa de prácticas internas (*in-service training*).





## **Sumario ejecutivo:**

La energía es un medio de importancia vital, hacemos uso de ella todos los días y prácticamente en todas las actividades cotidianas y en todos los ámbitos de nuestras vidas. Es imprescindible para la vida de los individuos, pero también para el funcionamiento de los Estados y, por ende, para el funcionamiento de la Unión Europea.

Pero, desgraciadamente, la energía, su suministro y su uso, no están exentos de problemas, algunos de los cuales tienen implicaciones muy importantes para la economía y la sociedad europea. El panorama energético no es de los más optimistas para la UE. Somos una economía muy intensiva energéticamente, por lo que el consumo de energía está en niveles muy altos (a pesar del descenso registrado en los últimos años, la demanda energética sigue muy elevada - 1.605 Mtoe de Consumo Interior Bruto en 2014). La energía primaria consumida en la Unión Europea se compone mayoritariamente de los combustibles fósiles (el 72% en 2014, frente al 13% de energías renovables y 14% de energía nuclear). Mientras que la producción de fuentes de energía fósiles autóctonas es muy deficitaria y sigue cayendo. Entonces, para cubrir las necesidades energéticas europeas, los hidrocarburos se tienen que importar. La dependencia energética exterior, por lo tanto, no para de aumentar (alcanzando el 53,5% en 2014). Este hecho es muy preocupante, ya que podría poner en cuestión no sólo la competitividad de nuestra economía (inestabilidad y subidas de precios de las importaciones energéticas), sino también la seguridad energética (posibles interrupciones de suministro). Además, los combustibles fósiles son los mayores causantes de las emisiones de gases de efecto invernadero, del calentamiento global, y del deterioro medioambiental. Entonces, de aquí surge otro problema. La configuración actual de nuestro uso de la energía, por todo lo visto, no es sostenible a largo plazo ni estratégicamente, ni económicamente, ni medioambientalmente.

Dichos problemas se acentúan con el tiempo. Y si bien la gravedad de la situación todavía no se ponía de evidencia a mediados del siglo pasado, la importancia de la energía como medio vital sí que resultaba obvia incluso entonces. La energía, por lo tanto, ha sido presente en el seno de la Unión Europea desde sus mismos orígenes. Ya el Tratado de la CECA, firmado en 1951, puso de relieve la importancia del tema energético – el carbón, entonces principal fuente de energía, junto con el acero, se comunitarizó.

Con el paso del tiempo se han ido revelando las cuestiones problemáticas mencionadas, por lo que la energía ha ido tomando cada vez más protagonismo, hasta convertirse en una de las materias de mayor importancia y mayor preocupación para la UE. Y conforme haya

aumentado la importancia y las inquietudes relacionadas con el tema de la energía, aumentó también el esfuerzo y las actuaciones de las instituciones europeas en esta materia. Actualmente la energía se convirtió en uno de los principales ámbitos de actuación y de preocupación de la UE, y en una de las prioridades de la Comisión. Y es que se trata también de uno de los más importantes retos de cara al futuro. Pero lo cierto es que, a pesar de la evidente importancia de la cuestión energética, no existía una regulación expresa de la energía hasta fechas muy recientes. No existía una base jurídica ni una Política Energética de la Unión Europea hasta la entrada en vigor del Tratado de Lisboa en 2009.

El problema es que los representantes de los Estados miembros no tenían voluntad política para ponerse de acuerdo y elaborar una base jurídica común hasta los inicios de los años 70. Pero con la crisis de petróleo de 1973 se puso de evidencia la necesidad de actuación, y se empezaron a dar pasos para la progresiva consecución de lo que hoy es la Política Energética Común. La forma que adoptaban las primeras actuaciones era la de Resoluciones del Consejo o la de Recomendaciones del Consejo o de la Comisión – siempre en materias conexas (mercado interior, redes transeuropeas, política de competencia, investigación, medioambiente, etc.) que estaban íntimamente vinculadas con la energía.

Más tarde, a partir de los años 90, se volvió a centrar la atención en el tema energético por parte de las instituciones comunitarias. Como primer hito, aunque no estrictamente comunitario, hay que destacar un acuerdo de cooperación internacional, en cuya creación la UE destacó por su papel impulsor. En 1991 la Comisión Europea propuso la elaboración de la Carta Europea de Energía - una cooperación a nivel industrial, y más en concreto, en el sector energético, entre los países del Este y del Oeste, como una señal inequívoca del fin de la guerra fría.

Entre las primeras iniciativas propiamente comunitarias en la materia de la energía que empezaron a cobrar protagonismo a mediados de los años 90, hay que destacar una serie de textos emitidos por la Comisión Europea, entre los cuales hay que mencionar por su especial relevancia a los siguientes cinco: El primer paso importante que se dio en cuanto a la regulación de la energía a nivel de la Unión Europea fue el **Libro Blanco COM (95) 682 final – Política Energética para la UE**, presentado por la Comisión a finales de 1995. Los actores políticos, conscientes de la importancia del tema tanto al nivel de las autoridades públicas, como al nivel del funcionamiento de la economía o la vida cotidiana de los ciudadanos, elaboraron por primera vez un documento importante relativo a la cuestión energética, aunque no se trató aún de normativa, sino solamente de un texto atípico y no vinculante que adoptó la forma de Libro

Blanco. El segundo de los documentos destacables elaborados por la Comisión fue el **Libro Verde COM (2000) 769 final - Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento**. Este texto resalta la gravedad de la situación del momento, en la que la UE dependía en un 50% de importaciones de productos energéticos (45% de petróleo proveniente del Oriente Medio y 40% de gas natural de Rusia en el año 2000). Para el futuro, si no se adoptaban decisiones, se preveía que este porcentaje de la dependencia externa podría aumentar al 70% en el año 2030. Por lo tanto, la Comisión elaboró este documento pensando en las posibles actuaciones que habría que desarrollar para reducir esta dependencia energética de la UE y reducir asimismo la vulnerabilidad que esta dependencia podría conllevar. El siguiente documento presentado por la Comisión fue el **Libro Verde COM (2005) 265 final - Sobre la Eficiencia Energética o “cómo hacer más con menos”**, del año 2005. En este Libro la Comisión destaca la necesidad del ahorro energético: combatir el derroche de energía, promover el cambio de los hábitos de los consumidores, desarrollar fuentes de energía renovables, controlar y disminuir la demanda energética, reforzar la eficiencia energética, etc. Todo esto para hacer frente al progresivo aumento del consumo de energía que no siempre es necesario, al previsto agotamiento de las fuentes de energía tradicionales en el futuro, al insuficiente desarrollo de las energías renovables y al cambio climático. Los tres campos de actuación propuestos por la Comisión son en transporte, la producción de la energía y la eficiencia energética de los edificios. El último de los tres Libros Verdes destacados, es el **Libro Verde COM (2006) 105 final - Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura**, elaborado por la Comisión en el año 2006. Esta vez la Comisión ya incita directamente a todos los Estados miembros de la UE a que pongan sus políticas energéticas y todos los medios en común y creen una verdadera Política Energética Europea para hacer frente conjuntamente a los problemas energéticos que se plantean - la creciente demanda y el derroche energético, la creciente dependencia externa de productos energéticos, la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, el cambio climático, los obstáculos al mercado interior, etc.

Por último, la Comisión emitió en 2007 la **Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo COM (2007) 1 final – Una Política Energética para Europa**. Se trata de un paso fundamental para la puesta en marcha de la Política Energética Europea. Se trata básicamente de la puesta en común y de la reafirmación de los objetivos destacados en los documentos anteriores. Como su propio nombre indica, fue un paso decisivo para la creación de la Política Energética Europea. Se propuso una serie de medidas para que la energía sea más segura (seguridad de suministro estratégico), competitiva (funcionamiento del mercado interior

liberalizado) y sostenible (reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, así como reducción de consumo energético).

Finalmente, el punto de inflexión en el proceso de la inclusión de la energía ente las políticas de la UE vino con la entrada en vigor del **Tratado de Lisboa**, que se produjo el 1 de diciembre de 2009. Como resultado, en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) por primera vez se recogen de manera directa y explícita las actuaciones de la UE en la materia energética en un texto legal comunitario. La energía se incluye entre las competencias compartidas entre la UE y los Estados miembros (Artículo 4 del TFUE) y se establece la Política Energética Europea y sus objetivos (**Artículo 194 del TFUE**).

Pero a la hora de analizar la energía en la UE, no hay que olvidar otro factor importante - si bien la energía en sí y su suministro seguro, asequible y sostenible para todos los ciudadanos y las empresas europeas es la finalidad última, es imprescindible tener en cuenta también las herramientas disponibles para llegar a dicha finalidad - el mercado energético (o, en nuestro caso, el mercado interior energético europeo). Como ya se ha dicho, la firma del Tratado de la Comunidad Europea de Carbón y de Acero (CECA) en 1951 puso de relieve la relevancia del tema energético – el carbón se comunitarizó (se puso en común su explotación y comercialización) y se creó de esta manera el mercado único de esta mercancía/fuente de energía. Y precisamente el mercado energético de la Unión Europea y su unificación y liberalización, es el tema central de la presente Tesis. La creación del mercado interior del carbón es un hecho que data de los años 50 y fue una de las bases sobre las que se edificó la actual Unión Europea. Pero no fue tal caso el del mercado del gas natural y de la electricidad – es necesario, por lo tanto, estudiar estas dos vertientes que integran lo que llamamos el mercado interior energético europeo.

Veamos, tras firmar el Acta Única Europea en 1986, los Estados miembros se comprometieron a crear el mercado interior para el 1 de enero de 1993. En este mercado interior, o mercado común, las mercancías, los servicios, las personas y el capital deberían gozar de las llamadas “libertades comunitarias”. Pero en el caso de los productos energéticos (en concreto, la electricidad y gas natural), la consecución de un mercado común no fue una cosa fácil y al día de hoy el proceso no se puede considerar todavía por concluido al 100%. La puesta en marcha y el correcto funcionamiento del mercado interior energético fue muy problemático, y hasta ahora presenta varias dificultades en cuanto a los niveles de competencia, la transparencia, la no discriminación, la formación de precios, etc.

Por un lado, los Estados miembros tradicionalmente se negaban a ceder soberanía en un sector tan estratégico como la energía. Por otro lado, jugaba su papel la propia estructura del mercado, ya que en el caso del transporte y de la distribución de electricidad y del gas natural se trata de industrias de red ("*network industries*"), las cuales presentan una característica común – la aparición de monopolios naturales. Igual fue tradicionalmente el caso de la generación de electricidad, donde las instalaciones requerían una gran inversión en la que pocas empresas podían incurrir. Apareció entonces en el mercado eléctrico y del gas natural una estructura monopolística u oligopolística, donde en la mayoría de los casos las empresas estaban además en manos de los Estados. (Aunque la aparición de un monopolio natural no supone un problema en sí, el problema surge cuando esta empresa monopolística pretende abusar de su posición de dominio en el mercado.)

Entonces, los representantes de los Estados miembros presentaban fuertes reticencias a la liberalización del mercado energético, pero finalmente incluso ellos mismos se dieron cuenta de la necesidad de dar pasos en el sentido liberalizador. La razón principal fue que el modelo de monopolios energéticos estatales presentaba serias desventajas: sobre todo la falta de eficiencia, los altos costes y como consecuencia, los altos precios, lo que perjudicaba a los consumidores europeos en una gran medida. Fue a partir de los años 90 cuando surgió una tendencia mundial a cambiar la forma de organización de las industrias energéticas y abandonar el modelo de un monopolio integrado (a menudo propiedad del gobierno central), para dar el paso a una estructura verticalmente desintegrada, generalmente en propiedad privada y operada, al ser posible, dentro de un mercado competitivo (Thomas, 2006). Entonces, con la firma del Acta Única Europea los Estados miembros se comprometieron a eliminar los obstáculos físicos, legales y fiscales con el fin de asegurar la libre circulación de bienes, servicios, capital y mano de obra, para que pueda ponerse en marcha el mercado único interior. Esto implicó, entre otras cosas, la abolición de los monopolios estatales - y estos cambios también se tuvieron que aplicar necesariamente al sector energético (Domanico, 2007).

Como consecuencia, fue a partir de la década de los noventa cuando empezamos a presenciar la puesta en marcha de reformas en el sector energético. El objetivo principal fue eliminar las barreras al mercado único, mejorar la eficiencia y reducir los costes, todo esto a través de cambios en la regulación, o lo que podríamos llamar el *software*, que incluye la creación de reguladores independientes, la reestructuración (separación vertical de las fases de generación, transmisión, distribución y suministro - "*unbundling*"), el acceso de competencia a las fases de generación y suministro, y la privatización (Jasamb, Pollitt, 2005). Pero para la

efectiva unificación del mercado hace falta también el *hardware*, es decir, unas redes europeas interconectadas – sin la interconexión de las redes el funcionamiento del mercado interior no es posible, ya que no hay lugar al comercio transfronterizo. La interconexión de las redes es, por lo tanto, una prioridad para la actuación europea y una de las tareas que hay que asumir para integrar el mercado energético efectivamente (Kroes, 2007).

Concretamente, el establecimiento del mercado interior de la electricidad y del gas natural se ha configurado en varias etapas, con el objetivo de introducir de forma progresiva elementos de liberalización y competencia en las actividades eléctricas y gasistas de los Estados miembros, de manera gradual y respetando los objetivos nacionales de interés general (García Mezquita, 2006). Se han adoptado tres paquetes de medidas liberalizadoras en el mercado energético, relativas a la electricidad y al gas natural.

Dentro del primer paquete encontramos varias medidas relativas al mercado eléctrico y del gas natural. Las primeras medidas consistieron en dar unos primeros pasos preliminares a principios de los años 90 y tuvieron por objetivo preparar el sector a las medidas liberalizadoras que vinieron unos años después. Se trata concretamente de la **Directiva 90/377/CEE relativa a transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad**, la **Directiva 90/547/CEE relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes**, y la **Directiva 91/296/CEE relativa al tránsito del gas por las grandes redes**. Las Directivas que vinieron posteriormente dentro del primer paquete fueron las que trajeron consigo primeros cambios importantes: se trata de la **Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad**, y de la **Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural**. Estas dos Directivas supusieron un auténtico cambio, un punto de inflexión en la regulación, la organización y la estructura del sector eléctrico y gasista en la UE, con el fin de poner en marcha de manera efectiva el mercado interior energético. Se previó la introducción progresiva de medidas liberalizadoras y de competencia, y la paulatina apertura del mercado de la electricidad y del gas natural. La Directiva 96/92/CE introdujo medidas importantes en todas las fases del sistema eléctrico - en la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de la electricidad. Y la Directiva 98/30/CE estableció similares reglas en la conducción, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gas natural (incluido el gas natural licuado - GNL). Los preceptos que estas dos Directivas tienen en común, son muchos. En cuanto al transporte, se previó por primera vez el acceso de terceros a la red (ATR) y se estableció que éste podía ser o bien regulado (a través de peajes), o bien negociado (con el operador del sistema). Otro punto importante es la separación de las actividades

("unbundling") de las empresas integradas verticalmente, es decir cuando se dedican a más de una de las actividades mencionadas. El objetivo es el de distinguir las actividades de red (transporte y distribución) del resto de las actividades (generación de electricidad, almacenamiento de gas, suministro a los usuarios finales), para dificultar y desincentivar los comportamientos anticompetitivos de las grandes empresas que operan en el mercado. Se introdujo, por lo tanto, la obligación de una separación contable de dichas actividades. Finalmente se introdujeron unos plazos para la apertura del mercado a los consumidores en función del nivel de consumo de la electricidad y del gas natural de éstos.

El segundo paquete de medidas relativas la electricidad y al gas natural se adoptó en 2003 y tuvo por objetivo garantizar la plena apertura de los mercados nacionales y asegurar la creación de un mercado interior verdaderamente integrado (Polo, Scarola, 2003). En el segundo paquete encontramos la **Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad** y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, y la **Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural** y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE. Los principales objetivos fueron una separación jurídica y funcional más efectiva de las distintas fases del sistema (tanto eléctrico, como gasista), la creación de agencias reguladoras nacionales independientes, y la apertura del mercado para los consumidores no domésticos en 2004 y para los consumidores domésticos en 2007 (Tichý, 2011). Dentro de este segundo paquete pertenece también el **Reglamento (CE) nº 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad**, que establece normas armonizadas de comercio transfronterizo de electricidad (Meeus, Purchala, Belmans, 2005). Y el **Reglamento (CE) nº 1775/2005 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural**. Pero a pesar de que el segundo paquete de Directivas supuso avances importantes en la apertura del mercado energético, la Comisión Europea señaló varias deficiencias relativas a la insuficiente separación de la transmisión y distribución, la discriminación de terceros en la entrada al mercado, o la limitación de competencia por parte de las grandes empresas energéticas.

El tercer paquete de medidas fue adoptado en junio de 2009 y su objetivo fue subsanar las deficiencias del segundo paquete definidas por la Comisión, y también integrar los objetivos energéticos con los objetivos medioambientales y reforzar la seguridad del suministro (Karan, Kazdagli, 2011). Las medidas más importantes del paquete son la **Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad** y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, y la **Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas**



**natural** y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE. (La Directiva 2009/72/CE y la Directiva 2009/73/CE actualmente están en vigor.) Entre las medidas más destacables, en primer lugar hay que mencionar las obligaciones de servicio público y la protección del consumidor - los Estados miembros deben garantizar a todos los consumidores el derecho de elegir al proveedor de electricidad y de gas natural y a cambiarlo fácilmente, en un plazo de tres semanas. Los Estados miembros deben garantizar a los consumidores el derecho de recibir toda la información necesaria sobre el consumo por parte de las empresas suministradoras. Y los Estados miembros deben crear la figura del Defensor del pueblo para la energía o un organismo de defensa del consumidor de energía independiente, para garantizar a los consumidores la protección necesaria en caso de reclamaciones. En cuanto a las medidas discriminatorias persistentes, se destaca la poca efectividad de la separación ("*unbundling*") de las actividades de gestión de las redes por una parte, y de producción y suministro por otra parte. Precisamente esta es una de las razones por las que sigue existiendo el riesgo de discriminación y gestión poco transparente por parte de las empresas eléctricas y gasistas. Solamente si se consigue que esta separación sea efectiva, es decir que el gestor de la red sea independiente de las empresas integradas verticalmente, se resuelve el problema de discriminación en el acceso a la red y de la transparencia en el mercado. Las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE recogen tres opciones de "*unbundling*", entre las cuales los Estados miembros pueden optar libremente: la separación patrimonial (que es la separación más efectiva, pero no es exigible sino opcional); la designación del gestor de red independiente ("*Independent System Operator*" - ISO); o la designación del gestor de transporte independiente ("*Independent Transmission Operator*" - ITO). Entre otras medidas hay que destacar la obligación de cada Estado miembro de designar una única autoridad reguladora a escala nacional, la cual tendrá que ser independiente y ejercer sus competencias de manera imparcial. Asimismo, según dispone la Directiva 2009/72/CE, se deben desarrollar mercados regionales competitivos, eliminar las restricciones al comercio de electricidad entre Estados miembros, desarrollar la capacidad de transporte transfronterizo, fomentar la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y la generación distribuida, facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de generación, contribuir a alcanzar un alto nivel de servicio universal y público, etc. Las medidas relativas al gas natural son de la misma índole. Dentro del tercer paquete de medidas, de manera similar al segundo paquete, además de las Directivas mencionadas, se incluye otra normativa necesaria para corregir las deficiencias del mercado energético. Concretamente, el **Reglamento (CE) nº 714/2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad** y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003, el **Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las**

**condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural** y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005. Y también un Reglamento que, como novedad, crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) - **Reglamento (CE) nº 713/2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.**

Con la aprobación de las sucesivas Directivas y Reglamentos relativos al mercado eléctrico y gasista, la Unión Europea hizo un progreso sustancial hacia la consecución del mercado energético integrado y competitivo. Pero eso no es todo - para garantizar el efectivo funcionamiento del mercado interior de la energía hace falta también la aplicación y la observancia de la normativa europea de competencia. Y es que la existencia de la competencia efectiva es una de las condiciones básicas para el buen funcionamiento de los mercados en general. Por lo tanto, las normas relativas a la competencia necesariamente tienen que formar parte del *software* también en este ámbito. Al nivel de la UE se ha desarrollado progresivamente una sólida regulación de la competencia y se ha creado la Política de Competencia de la Unión Europea. La competencia y su defensa han estado presentes también, igual que la energía, ya en los tratados fundacionales (el Tratado CECA y el TCEE). Actualmente están en vigor varios Reglamentos importantes relativos a la competencia: el **Reglamento (CE) nº 1/2003** - sobre las normas de competencia relativas a los acuerdos entre empresas, a las prácticas concertadas y al abuso de posición dominante; el **Reglamento (CE) nº 139/2004** - sobre las concentraciones de empresas; y el **Reglamento (CE) nº 773/2004** - sobre los procedimientos de la Comisión. Y los fundamentos jurídicos de la competencia actualmente estriban en los **Artículos 101 - 109 del TFUE**. En definitiva, el objetivo del Derecho de la competencia es el de evitar comportamientos anticompetitivos por parte de las empresas (tales como el abuso de la posición dominante, la fijación de precios, el reparto del mercado, los acuerdos colusorios, y todo tipo de prácticas, cuya finalidad es la de eliminar a los competidores del mercado y hacerse con el excedente del consumidor), pero también vigilar el falseamiento de la competencia por parte de los propios Estados miembros (a través de las ayudas estatales indebidas o mal diseñadas, y que favorecen a determinadas empresas o sectores sin justificación). En resumidas cuentas, una de las condiciones necesarias para el correcto funcionamiento de los mercados, es la ausencia del poder de mercado, de modo que los mercados cumplan su función de asignar de manera eficiente los recursos. Y además es necesario que exista también la libertad de establecimiento en todos los segmentos de la actividad, que las barreras de entrada y de salida no sean muy grandes y que la presión competitiva sea suficiente para proteger a los precios frente a comportamientos estratégicos de las empresas (Fabra, Fabra Utray, 2010). Entonces la apertura del mercado eléctrico y del gas y la introducción de la competencia en las fases no relacionadas

con las redes (así como la gestión separada e independiente de las redes y la garantía del acceso de terceros a la red) son, como ya sabemos, los puntos prioritarios de actuación incluidos en los tres paquetes de medidas liberalizadoras. Y la existencia de la competencia efectiva en el mercado energético debería conducir a su correcto funcionamiento - son condiciones interrelacionadas. En concreto, los resultados prácticos que se esperan, es la entrada de más empresas competidoras en la fase de generación de la electricidad y en la fase de comercialización del suministro (tanto de la electricidad, como del gas natural), con lo cual se reduciría la cuota de mercado, y consiguientemente el poder de mercado, de las empresas que inicialmente predominaban - y el principal efecto que este hecho debería generar, es la reducción de precios de la electricidad y del gas natural para los consumidores.

Pero lo cierto es que algunos autores son bastante críticos con la suficiencia de las medidas adoptadas, indicando que el mercado energético europeo sigue estando muy fragmentado, siguen existiendo unos niveles muy altos de concentración de mercado, algunos de los consumidores siguen teniendo dificultades para cambiar de proveedor, los precios aún no son suficientemente competitivos, la transparencia no es la deseada, y no existe un comercio transfronterizo efectivo entre los Estados miembros (Karan, Kazdagli, 2011). La Comisión también se ha dedicado a estudiar si las medidas aprobadas en los sucesivos paquetes relativos al mercado eléctrico y del gas natural, junto con la correcta aplicación de la normativa de competencia, surten los efectos deseados y tienen resultados satisfactorios. La Comisión, a través de la DG de Competencia, ha llevado a cabo investigaciones sectoriales sobre la competencia en los mercados de gas y de electricidad, cuyos resultados, que básicamente coincidían con las deficiencias mencionadas, han ayudado a la identificación de los puntos débiles y a la subsanación de éstos. Consiguientemente, se ha llevado a cabo en la presente Tesis un análisis de las variables que mejor testifican si la adopción de las medidas correspondientes efectivamente haya tenido los efectos deseados - se ha estudiado la entrada de más empresas en el mercado (y la reducción de la cuota de mercado de las empresas principales) y la variación de precios de la electricidad y del gas natural. Los principales hallazgos son los siguientes:

En cuanto a la electricidad se ha observado una notable reducción de la cuota de mercado de la empresa generadora más importante en la mayoría de los Estados miembros de la UE; el número de las empresas generadoras principales (las que cubren al menos el 5% de la generación) aumentó en muchos de los Estados miembros, aunque en algunos países no hubo cambios y en unos cuantos casos hasta se registraron descensos; en la fase de la

comercialización de la electricidad, la evolución del número de empresas que operan en los mercados nacionales de los distintos Estados miembros, así como su cuota de mercado cumulativa, no presentan una tendencia clara; los precios de la electricidad para los clientes domésticos registran una bajada en el último año, pero no es así para los años anteriores en los que el precio no paraba de subir (también el rango de precios es muy distinto de unos Estados miembros frente a otros); en los precios de electricidad para los clientes industriales la reducción efectivamente llegó a registrarse. En cuanto al gas natural se ha observado que el número de las empresas comercializadoras principales (las que cubren al menos el 5% del consumo nacional) efectivamente aumentó en el conjunto de la UE; el número total de todos los comercializadores de gas (incluidas las pequeñas empresas que cubren menos del 5% del consumo) alcanza en la mayoría de los países europeos unas cifras muy altas, siendo la evolución muy positiva; los precios del gas natural para los usuarios domésticos, si bien registran una bajada en los últimos años, siguen siendo bastante superiores a los de 2008 (y también aparecen diferencias muy pronunciadas entre unos Estados miembros frente a otros); y finalmente la evolución de precios del gas para los consumidores industriales sí que registra descensos significativos, con lo cual se confirma que la introducción de las medidas liberalizadoras haya tenido los impactos deseados en los mercados mayoristas.

Pero aparte de las medidas promovidas desde las instituciones europeas con el objetivo de garantizar que el mercado interior energético sea integrado, operativo, competitivo y que funcione correctamente, existe también toda una serie de otras iniciativas europeas relativas a la energía, las cuales pretenden adaptar la UE al marco de futuro y prepararla a los retos inminentes. Estas iniciativas y medidas se inscriben en el marco de la Estrategia Europa 2020 y del Proyecto Europa 2030, cuyo objetivo último es el de analizar e identificar los principales problemas y desafíos a los que estamos haciendo frente, y buscar respuestas adecuadas para poder seguir disfrutando de los actuales niveles de vida también en el futuro. En el ámbito energético, los documentos más importantes que se han elaborado, son la Estrategia Energía 2020, el Marco estratégico en materia de clima y energía 2020-2030, y la Hoja de Ruta de la Energía para 2050. En éstos se plantean los retos y se establecen las metas a conseguir para el año 2020, 2030 y 2050, respectivamente. En resumidas cuentas, los objetivos fijados son los siguientes: Objetivos para 2020 = reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, como mínimo, respecto a los niveles de 1990; obtener un 20% de la energía a partir de fuentes renovables; mejorar la eficiencia energética en un 20%. Objetivos para 2030 = el 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990; obtener al menos 27% de la energía a partir de las RES; aumento de la eficiencia energética en

un 27 - 30%; y el 15% de interconexión eléctrica (es decir, el 15% de la electricidad generada en la UE debe poder transportarse a otros Estados miembros). Objetivo para 2050 = 80 - 95% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.

Viendo todas las aportaciones en la materia de la energía que se han desarrollado últimamente en los documentos y en las iniciativas, la Comisión y el Consejo han llegado a la conclusión de que será necesario adoptar un nuevo enfoque que integre todos los ámbitos de actuación e incluya todas las medidas propuestas en una única estrategia cohesiva. En consecuencia, el 25 de febrero de 2015 se adoptó el “Paquete sobre la Energía” que contiene la **Comunicación de la Comisión COM (2015) 80 final - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva**, con lo cual se estableció y se puso en marcha la **Unión de la Energía y Clima**, como una de las diez prioridades de la Comisión Europea. Dos años después, como se verá en la parte final de la Tesis, los progresos realizados son muchos y el camino emprendido hacia la consecución de los objetivos parece ser el correcto. El Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía, publicado sólo hace un par de meses, indica que progresivamente se está consiguiendo disociar el crecimiento económico del aumento del consumo de energía (entre 2005 y 2014 el consumo final de energía disminuyó un 11% y el consumo de energía primaria disminuyó un 12%), que el objetivo para el año 2020 relativo a las emisiones de gases de efecto invernadero actualmente ya se ha conseguido (en 2015 las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE se situaron un 22% por debajo del nivel de 1990), y que la implantación de las energías renovables también sigue un buen camino hacia la consecución del objetivo para el año 2020 (en 2014 la participación de las fuentes de energía renovables alcanzó el 16% del consumo final bruto de energía, superando así el objetivo indicativo).

Vistos los resultados, se podría concluir que la visión de la UE con una economía competitiva, sostenible y respetuosa con el medioambiente, con bajas emisiones de carbono, eficiente energéticamente, menos dependiente de las importaciones de los combustibles fósiles, más segura en cuanto al suministro energético, y comprometida con el bienestar de los consumidores, finalmente parece ser posible. Ahora mismo podríamos decir que *“la transición energética de Europa está ya en marcha”<sup>1</sup>*.

---

<sup>1</sup> Página web: European Commission > Press releases database > Press Release details.  
Comisión Europea - Comunicado de prensa IP/17/161 - *“La transición energética de Europa está ya en marcha”*. Bruselas, 1 de febrero de 2017. (Consultada 30.4.2017. Last update: 20.2.2017.)  
[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-17-161\\_es.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-161_es.htm)

## **Executive Summary:**

The energy is a mean of vital importance, we make use of it every day, practically in all daily activities and in all areas of our lives. It is essential for the life of individuals but also for the functioning of states and, therefore, for the functioning of the European Union.

Unfortunately, the energy, its supply and its use are not exempt from problems, some of which have very important implications for the European economy and society. The energy panorama is not one of the most optimistic for the EU. We have a very energy intensive economy, so the energy consumption is at very high levels (despite the decline recorded in recent years, energy demand remains very high - 1.605 Mtoe of Gross Inland Consumption in 2014). The primary energy consumed in the European Union is composed mainly of fossil fuels (72% in 2014, compared to 13% of renewable energy and 14% of nuclear energy). At the same time the production of autochthonous fossil energy sources is very deficient and continues to fall down. Therefore, to meet the EU's energy needs, hydrocarbons have to be imported. The Energy Import Dependency is hence continuously increasing (reaching 53,5% in 2014). This fact is very worrying, as it could put into question not only the competitiveness of our economy (volatility and price increases of energy imports), but also the energy security (possible interruptions of supply). In addition, fossil fuels are the major cause of greenhouse gas emissions, global warming, and environmental degradation - i.e. another problem arises there. The current configuration of our energy use, to all appearances, is not sustainable in the long term neither strategically, economically, nor environmentally.

These problems become more pronounced over time. And although the gravity of the situation was not yet evident in the middle of the last century, the importance of energy as a vital means was obvious even then. The energy, therefore, has been present within the European Union since its very beginnings. The Treaty establishing the European Coal and Steel Community (ESCS), signed in 1951, emphasized the importance of the energy issue - coal, the main source of energy, together with steel, became communitarized.

Over time, the problematic issues mentioned above have been revealed, so that energy has become increasingly important, becoming one of the subjects of major importance and major concern for the EU. And as the importance and concerns of energy have increased, so have increased the efforts and actions of the European institutions in this area. Energy has now become one of the EU's main areas of action and concern, and one of the Commission's priorities. And it is also one of the most important challenges facing the future. But the truth is

that, despite the obvious importance of the energy issue, there was no express regulation of energy until very recently. There was no legal basis or energy policy of the European Union until the entry into force of the Lisbon Treaty in 2009.

The problem is that the representatives of the Member States did not have the political will to reach agreement and develop a common legal basis until the early 1970s. But with the oil crisis of 1973, the need for action was evident, and steps were taken towards the progressive achievement of what is now the Common Energy Policy. The form adopted by the first steps was that of Resolutions of the Council or Recommendations of the Council or of the Commission - always in related matters which were closely linked to energy (internal market, trans-European networks, competition policy, research, environment, etc.)

Later on, from the 1990s onwards, the attention of the Community institutions was again focused on the energy. As a first milestone, although not strictly of the European Community, it is worth mentioning an international cooperation agreement, in the creation of which the EU stood out for its driving role. In 1991 the European Commission proposed the elaboration of the European Energy Charter - a cooperation on an industrial level, more specifically in the energy sector, between the countries of the East and the West as an unmistakable sign of the end of the Cold War.

Among the first Community-wide initiatives in the field of energy that began to stand out in the mid-1990s, a number of texts issued by the European Commission have been highlighted, among which the following are of particular relevance: The first important step towards the regulation of energy at EU level was the **White Paper COM (95) 682 final - *An Energy Policy for the European Union***, presented by the Commission in late 1995. The political actors, aware of the importance of the issue both at the level of public authorities and at the level of the functioning of the economy or the daily life of the citizens, for the first time elaborated an important document on the question of energy, although it was not a normative, but only an atypical and non-binding text that took the form of White Paper. The second of the outstanding documents elaborated by the Commission was the **Green Paper COM (2000) 769 final - *Towards a European Strategy for the Security of Supply***. This text highlighted the seriousness of the current situation, when the EU relied on 50% on imports of energy products (45% of oil from the Middle East and 40% of natural gas from Russia in 2000). For the future, if no decisions were taken, it was envisaged that this percentage of the Energy Import Dependency could increase to 70% by 2030. Therefore, the Commission prepared this document thinking about the possible actions that would have to be taken to reduce this dependency and also to reduce the

vulnerability that this dependency might entail. The next document presented by the Commission was the **Green Paper COM (2005) 265 final - *On Energy Efficiency or "Doing More With Less"***, from 2005. In this Paper the Commission stressed the need for energy savings: combating waste of energy, promoting change in consumer habits, developing renewable energy sources, controlling and reducing energy demand, reinforcing energy efficiency, etc. All this in order to cope with the progressive increase in energy consumption (that is not always necessary), the expected depletion of traditional energy sources in the future, the insufficient development of renewable energies and the climate change. The three areas of action proposed by the Commission were transport, energy generation and energy efficiency of buildings. The last of the three outstanding Green Papers was the **Green Paper COM (2006) 105 final - *A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy***, prepared by the Commission in 2006. This time the Commission was already directly encouraging all EU Member States to put their energy policies and all the means in common and create a true European Energy Policy to cope with the energy problems that arise - growing demand and energy waste, increasing external dependence on energy products, volatility of hydrocarbon prices, climate change, obstacles to the internal market, etc.

Finally, in 2007 the **Communication from the Commission COM (2007) 1 final - *An Energy Policy for Europe*** was issued. This was a fundamental step for the implementation of the European Energy Policy. It was basically about the putting in common and the reaffirmation of the objectives highlighted in the previous documents. As its name suggests, it was a decisive step towards the creation of the European Energy Policy. A number of measures were proposed to make energy safer (strategic security of supply), competitive (functioning of the liberalized internal market) and sustainable (reducing greenhouse gas emissions and energy consumption).

Eventually, the turning point in the process of the inclusion of the energy amongst the EU's policies came with the entry into force of the **Treaty of Lisbon**, which took place on 1 December 2009. As a result, the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) for the first time directly and explicitly reflects the EU's energy actions in a Community legal text. Energy is now included among the shared competences between the EU and the Member States (Article 4 of the TFEU) and the European Energy Policy is established as one of its objectives (**Article 194 TFEU**).

But when analyzing energy in the EU, we must not forget another important factor. Although the energy itself and its secure, affordable and sustainable supply for all European citizens and companies is the ultimate goal, it is essential to take into account also the tool



available to achieve this goal - the energy market (or, in our case, the European internal energy market). As already mentioned, the signing of the European Coal and Steel Community (ECSC) Treaty in 1951 highlighted the relevance of the energy issue - coal was communitarised (its exploitation and commercialization was put in common) and so the single market of this commodity / energy source was created. And the energy market of the European Union and its unification and liberalization is precisely the central theme of this Thesis. The creation of the internal coal market is a fact dating back to the 1950s and was one of the foundations on which the current European Union was built. But this was not the case of the market for natural gas and electricity - it is necessary, therefore, to study these two aspects that integrate what we call the European internal energy market.

Following the signing of the Single European Act in 1986, the Member States committed themselves to the creation of the internal market by 1 January 1993. In this internal market, goods, services, labour and capital should enjoy the so-called "community freedoms". But in the case of energy products (namely electricity and natural gas), achieving a common market was not an easy thing and even today the process cannot be considered to be 100% completed. The start-up and proper functioning of the internal energy market was very problematic and has so far presented several difficulties in terms of levels of competition, transparency, non-discrimination, price formation, etc.

On the one hand the Member States traditionally refused to cede sovereignty in a sector as strategic as the energy. On the other hand, the structure of the market itself played its role, since in the case of transport and distribution of electricity and natural gas we are talking about network industries, which have a common characteristic - the emergence of natural monopolies. The same was traditionally the case of electricity generation, where facilities required a large investment that only few companies could incur. A monopolistic or oligopolistic structure appeared in the electricity and natural gas market, where in most cases the companies were also in the hands of the states. (Although the emergence of a natural monopoly is not a problem itself, the problem arises when this monopolistic company intends to abuse its dominant position in the market.)

The representatives of the Member States were therefore very reluctant to liberalize the energy market, but finally they themselves realized the need to take steps in the liberalizing sense. The main reason was that the model of state energy monopolies had serious disadvantages: above all the lack of efficiency, high costs and consequently high prices, which were harming the European consumers to a large extent. It was from the 1990s that a

worldwide trend emerged to change the form of organization of energy industries and to abandon the model of an integrated monopoly (often owned by the central government), to give way to a vertically disintegrated structure, generally privately owned and operated, when possible, within a competitive market (Thomas, 2006). With the signing of the Single European Act, the Member States committed to eliminate physical, legal and fiscal obstacles in order to ensure the free movement of goods, services, capital and labor force so that the Single internal market could be set in motion. This implied, among other things, the abolition of state monopolies - and these changes also had to be applied necessarily to the energy sector (Domanico, 2007).

As a consequence, it was from the nineties when we began to see the implementation of reforms in the energy sector. The main objective was to eliminate barriers to the single market, improve efficiency and reduce costs - all through changes in regulation, or what we might call the *software*, which includes the creation of independent regulators, restructuring (vertical separation of the generation, transmission, distribution and supply phases - *unbundling*), access of competition to the generation and supply phases, and privatization (Jasamb, Pollitt, 2005). But for the effective unification of the market, there is also a need for what we might call the *hardware*, it means interconnected European networks - without the interconnection of networks, the functioning of the internal market is not possible, since there is no place for cross-border trade. The interconnection of networks is therefore a priority for European action and one of the tasks that must be taken to integrate the energy market effectively (Kroes, 2007).

Specifically, the establishment of the internal market for electricity and natural gas has been set up in several stages, with the aim of a progressive introduction of elements of liberalization and competition into the electricity and gas activities of the Member States, gradually and taking into account the national objectives of general interest (García Mezquita, 2006). Three packages of liberalization measures relating to electricity and natural gas have been adopted in the energy market.

Within the first package we find several measures relating to the electricity and natural gas market. The first step consisted of taking some preliminary measures in the early 1990s and aimed to prepare the sector for the liberalization measures that came a few years later. These were in particular the **Directive 90/377/EEC on the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users**, the **Directive 90/547/EEC on the transit of electricity through transmission grids** and the **Directive 91/296/EEC on the transit of natural gas through grids**. The Directives that came later with the first package included the first major changes: the

**Directive 96/92/EC concerning common rules for the internal market in electricity** and the **Directive 98/30/EC concerning common rules for the internal market in natural gas**. These two Directives were a real change, a turning point in the regulation, organization and structure of the electricity and gas sector in the EU, in order to implement effectively the internal energy market. The gradual introduction of liberalization and competition measures and the progressive opening up of the electricity and natural gas markets were envisaged. The Directive 96/92/EC introduced important measures in all phases of the electricity system - in the generation, transport, distribution and marketing of electricity. And the Directive 98/30/EC established similar rules for the conduct, distribution, supply and storage of natural gas (including liquefied natural gas - LNG). The precepts that these two Directives have in common are many. As for transport, third-party access to the network (TPA) was foreseen for the first time and it was established that it could be either regulated (through access tolls) or negotiated (with the system operator). Another important point is the *unbundling* of vertically integrated companies, i.e. when they are engaged in more than one of the activities mentioned above. The objective is to distinguish the activities of network (transport and distribution) from the rest of the activities (electricity generation, gas storage, supply to end-users), in order to hinder and discourage the anticompetitive behavior of large companies operating in the market. The obligation of accounting separation of those activities was therefore introduced. Finally, time limits were introduced for the opening of the market to consumers based on their level of consumption of electricity and natural gas.

The second package of measures on electricity and natural gas was adopted in 2003 and aimed at guaranteeing the full opening of national markets and ensuring the creation of a truly integrated internal market (Polo, Scarola, 2003). The second package contained the **Directive 2003/54/EC concerning common rules for the internal market in electricity** and repealing Directive 96/92/EC and the **Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas** and repealing Directive 98/30/EC. The main objectives were a more effective legal and functional separation of the various phases of the system (both for electricity and gas), the creation of independent national regulatory agencies and the opening of the market for non-domestic consumers in 2004 and for domestic consumers in 2007 (Tichý, 2011). This second package also included two Regulations - the **Regulation (EC) N° 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity**, which establishes harmonized rules for cross-border trade in electricity (Meeus, Purchala, Belmans, 2005). And the **Regulation (EC) N° 1775/2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks**. Despite the fact that the second package of Directives was a major

breakthrough in the opening up of the energy market, the European Commission identified a number of shortcomings concerning the insufficient separation of transmission and distribution, the third-party discrimination in market entry, or the limitation of competition on the part of large electricity and gas companies.

The third package of measures was adopted in June 2009 and its aim was to address the shortcomings of the second package defined by the Commission and to integrate the energy objectives with environmental objectives and to enhance the security of supply (Karan, Kazdagli, 2011). The most important measures of the package are the **Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity** and repealing Directive 2003/54/EC and the **Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas** and repealing Directive 2003/55/EC. (The Directive 2009/72/EC and the Directive 2009/73/EC are currently in force.) Amongst the most noteworthy measures are at first the public service obligations and the consumer protection - Member States should ensure to all consumers the right to choose the electricity and natural gas supplier and to switch it easily in the term of three weeks. Member States should also ensure to all consumers the right to receive all necessary information on their consumption from the supply companies. And Member States should create the figure of the Energy Ombudsman or of an independent energy consumer body to ensure that consumers have the necessary protection in case of claims. Regarding persistent discriminatory measures, one thing stands out - the lack of effectiveness of the unbundling of network management activities on the one hand, and of production and supply on the other hand. This is precisely one of the reasons why there is still the risk of discrimination and a poor transparency in the management by the electricity and gas companies. Only if this separation is effective, i.e. that the network manager is independent of the vertically integrated companies, the problem of discrimination in access to the network and transparency in the market is solved. The Directives 2009/72/EC and 2009/73/EC contain three options for *unbundling*, among which Member States may choose freely: the ownership unbundling (which is the most effective separation - not required but optional), the designation of the Independent System Operator (ISO), or the designation of the Independent Transmission Operator (ITO). Among other measures included, it is important to highlight the obligation for each Member State to designate a single regulatory authority at national level, which has to be independent and exercise its powers impartially. In addition, according to the Directive 2009/72/EC, competitive regional markets should be developed, restrictions on electricity trade between Member States should be eliminated, development of cross-border transport capacity should be encouraged, promotion of electricity production from renewable energy sources and distributed generation

should be fomented, access to the network of new generation capacities should be facilitated, high level of universal and public service should be reached, etc. Measures relating to natural gas are of the same nature. Within the third package of measures, in a similar way to the second package and in addition to the mentioned Directives, other rules are included to correct the deficiencies of the energy market. In particular, the **Regulation (EC) N° 714/2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity** and repealing Regulation (EC) N° 1228/2003, and the **Regulation (EC) N° 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks** and repealing Regulation (EC) N° 1775/2005. And there is also a Regulation which, as a novelty, creates the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) – the **Regulation (EC) N° 713/2009, establishing the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**.

With the approval of the successive Directives and Regulations concerning the electricity and gas market, the European Union made substantial progress towards the achievement of the integrated and competitive energy market. But that is not all - to ensure the effective functioning of the internal energy market, there is also a need for application and enforcement of the European competition law. And is that the existence of effective competition is one of the basic conditions for the proper functioning of markets in general. Therefore, competition rules must necessarily form part of the *software* in the energetic area as well. At the EU level a strong competition regulation has been progressively developed and the European Union Competition Policy has been created. The competition and its defense have also been present, like the energy, already in the founding treaties (the ECSC Treaty and the EEC Treaty). Several important Regulations on competition are currently in force: the **Regulation (EC) N° 1/2003** - on competition rules relating to agreements between undertakings, concerted practices and abuse of dominant position; the **Regulation (EC) N° 139/2004** - on concentrations of undertakings; and the **Regulation (EC) N° 773/2004** - on the Commission's procedures. The legal basis of the competition within the EU now falls under the **Articles 101-109 TFEU**. In short, the objective of the competition law is to avoid anticompetitive behavior on the part of undertakings (such as abuse of the dominant position, price fixing, market sharing, collusive arrangements, and all kinds of practice, which is intended to eliminate competitors from the market and take over the consumer's surplus), but also to monitor distortions of competition on the part of the Member States themselves (through improper or poor-designed State aids that favor certain companies or sectors without justification). In summary, one of the conditions necessary for the proper functioning of the markets is the absence of market power, so that markets fulfill their function of an efficient allocation of resources. And it is also necessary that there is freedom of

establishment in all segments of the activity, that barriers to entry and exit are not very large and that competitive pressure is sufficient to protect prices against strategic behavior of companies (Fabra, Fabra Utray, 2010). The opening up of the electricity and gas market and the introduction of competition in non-network phases (as well as the separate and independent management of networks and the guarantee of third-party access to the grid) are, as we already know, the areas of priority action included in the three packages of liberalizing measures. And the existence of effective competition in the energy market should lead to its proper functioning – these are interrelated conditions. The expected practical results are the entry of more competing companies in the electricity generation phase and in the commercialization phase of supply (for both electricity and natural gas market), which would reduce the market share, and consequently the market power, of the companies that initially dominated the market - and the main effect that this should generate, is the reduction of prices of electricity and natural gas for the consumers.

However, some authors are quite critical of the adequacy of the measures taken, indicating that the European energy market is still very fragmented, that there are still very high levels of market concentration, that some of the consumers still have difficulty changing the provider, that prices are not yet sufficiently competitive, that transparency is not as desired, and that there is no effective cross-border trade between Member States (Karan, Kazdagli, 2011). The Commission has also examined whether the measures adopted in the successive electricity and natural gas market packages, together with the correct application of the competition rules, have the desired effect and have satisfactory results. The Commission, through the DG Competition, has carried out sector inquiry into competition in the gas and electricity markets. The results of the sector inquiry, which are basically coinciding with the aforementioned deficiencies, have helped to identify weaknesses and to the correction of these. Accordingly, an analysis of the variables that best testify to whether the adoption of the corresponding measures has actually had the desired effects, has been carried out in this Thesis - the entry of more companies into the market (and the reduction of market share of the major companies) and the price variation of electricity and natural gas. The main findings are as follows:

Regarding electricity, there has been a notable reduction in the market share of the major generating company in most EU Member States; the number of main generating companies (those covering at least 5% of generation) increased in many of the Member States, although in some countries there were no changes and in a few cases there were even declines; in the phase of the commercialization of electricity the evolution of the number of undertakings

operating on the national markets of the different Member States and their cumulative market share do not present a clear trend; electricity prices for domestic customers have fallen down in the last year, however, when they did not stop rising in the previous years (the price range is also very different from one Member State to another); in electricity prices for industrial customers the reduction actually came to register. Regarding natural gas, it has been observed that the number of the main commercializing companies (which cover at least 5% of national consumption) has indeed increased throughout the EU; the total number of all gas retailers (including small enterprises covering less than 5% of consumption) reaches very high figures in most European countries, with very positive developments; natural gas prices for domestic users, although declining in recent years, are still well above those of 2008 (and there are also very pronounced differences from one Member State and another); and finally the evolution of gas prices for industrial consumers does show significant reductions which confirms that the introduction of liberalization measures have had the desired impacts on wholesale markets.

Apart from the measures promoted by the European institutions to ensure that the internal energy market is integrated, operational, competitive and functioning properly, there is also a number of other European initiatives on energy, which are aimed to adapt the EU to the future framework and prepare it for the imminent challenges. These initiatives and measures fall within the framework of the Europe 2020 Strategy and the Project Europe 2030, the ultimate objective of which is to analyze and identify the main problems and challenges we are facing, and to seek appropriate responses so that we can continue to enjoy the current standard of living also in the future. In the energy field, the most important documents that have been elaborated are the Energy 2020 Strategy, the Strategic Framework on Climate and Energy 2020-2030, and the Energy Roadmap for 2050. In these, the challenges are presented and the respective goals to be achieved in 2020, 2030 and 2050, are set. In short, the targets set are as follows: Objectives for 2020 = to reduce greenhouse gas emissions by at least 20% compared to 1990 levels; to obtain 20% of the energy from renewable sources (RES); to improve energy efficiency by 20%. Targets for 2030 = 40% reduction of greenhouse gas emissions compared to 1990 levels; obtaining of at least 27% of the energy from RES; increase in energy efficiency by 27 - 30%; and 15% of electricity interconnection (i.e. 15% of electricity generated in the EU must be able to be transported to other Member States). Target for 2050 = 80 - 95% reduction of greenhouse gas emissions compared to 1990 levels. In view of all the recent contributions in terms of energy contained in the documents and initiatives, the Commission and the Council have come to the conclusion that it will be necessary to adopt a new approach which integrates all areas of action and includes all proposed measures in a single cohesive strategy. As a result,

the "Energy Package" containing the **Communication from the Commission COM (2015) 80 final - A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy** was adopted on 25 February 2015. The **Energy union and Climate** was established and launched as one of the ten priorities of the European Commission. Two years on, as will be presented in the final part of the Thesis, the progress made is substantial and the path taken towards the achievement of the objectives seems to be the correct one. The Second Report on the state of the Energy Union, released only a couple of months ago, indicates that progressively, economic growth is being dissociated from increase of energy consumption (between 2005 and 2014 Final Energy Consumption decreased by 11 % and Primary Energy Consumption decreased by 12%), that the greenhouse gas emission target for 2020 has already been achieved (by 2015, EU greenhouse gas emissions were 22% below the 1990 level) and that the introduction of renewable energies is also well on the way to achieving the 2020 target (by 2014 the share of renewable energy sources reached 16% of Final Gross Energy Consumption, thus exceeding the indicative target).

Given the results, we could conclude that the vision of the EU with an economy which is competitive, sustainable and environmentally-friendly, low-carbon, energy-efficient, less dependent on fossil fuel imports, more secure in terms of energy supply, and committed to the welfare of the consumers, finally seems to be possible. Right now we could say that *"Europe's energy transition is well underway"*<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Web page: European Commission > Press releases database > Press Release details.  
European Commission - Press release IP/17/161 - *"Europe's energy transition is well underway"*.  
Brussels, 1 February 2017. (Consulted on: 30.4.2017. Last update: 20.2.2017.)  
[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-17-161\\_es.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-161_es.htm)





## **Metodología:**

La presente Tesis Doctoral tiene el carácter de un análisis descriptivo – tanto de la realidad energética en la que nos desenvolvemos actualmente, como de la evolución temporal de las principales variables que caracterizan esta realidad (consumo energético, importaciones, precios, cuotas de mercado, etc.), de la evolución de las actuaciones emprendidas desde la UE (las iniciativas desarrolladas), así como de la evolución del marco jurídico (la regulación en el ámbito de la energía y de la competencia).

A la hora de la elaboración de la presente Tesis se ha utilizado el método del análisis comparativo - tanto el análisis de variables, como el análisis histórico comparado. Se ha recurrido a varios enfoques analíticos, dependiendo del objeto del estudio de cada Capítulo. Por un lado, especialmente en la Parte I (dedicada a la relevancia de la energía en la UE), en el apartado 6.2.4 (que comprende el Informe sobre la electricidad en España) y en el apartado 7.3.2 (que analiza la competencia en el mercado de la electricidad y del gas natural en la UE), se ha utilizado el análisis de datos estadísticos. Se ha recurrido al estudio de las principales variables disponibles - tanto de su estado actual, como de la trayectoria que presentan dichas variables a lo largo del tiempo. Se han analizado tanto las variables relativas a la energía en sí (consumo, producción, importaciones, tasa de dependencia, etc.), como las variables relativas al mercado energético (número de empresas que operan en el mercado, cuotas de mercado, precios de la electricidad y del gas natural). Por otro lado, se ha procedido al análisis jurídico y se ha estudiado la configuración actual de la normativa europea relativa a la energía y a la competencia. Pero también se ha incluido el análisis histórico comparado de la normativa (y de las actuaciones e iniciativas), haciendo un recorrido por las fases previas y siguiendo la evolución regulatoria desde los inicios de la UE hasta el punto actual. Finalmente, se ha procedido a la elaboración de una especie de síntesis, en la que se hace una valoración y un balance de las actuaciones europeas y de sus resultados (concretamente, del grado de la consecución de los objetivos energéticos cuantificados, relativos a la implantación de las energías renovables, a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y al aumento de la eficiencia energética; y al aumento del número de las empresas que operan en el mercado de la electricidad y del gas natural, y a la reducción de precios de estas dos variables).

En cuanto a las fuentes de información, para la elaboración de la Tesis Doctoral se han utilizado únicamente fuentes de información secundarias. (No se ha procedido a la recopilación de datos primarios, dado que, para el objetivo de este trabajo la realización, por ejemplo, de una

encuesta, no sería un método adecuado.) Se han consultado fuentes oficiales de la Unión Europea (tanto estadísticas, como jurídicas), así como literatura y publicaciones económicas y sectoriales.

Para la elaboración de las partes analíticas, en las que se procede al estudio de las variables esenciales, se ha hecho una recopilación y comparación de las estadísticas referentes a los temas de interés para los fines de la Tesis (producción de energía, importaciones, consumo, tasa de dependencia, implantación de energías renovables, cuotas de mercado y precios, etc.) Se ha utilizado una serie de publicaciones oficiales de la Comisión Europea y del portal estadístico de la Unión Europea - Eurostat, que contienen datos estadísticos imprescindibles para los fines de investigación definidos. Se trata de publicaciones que, en su mayoría, abarcan un amplio espectro de datos (algunas de ellas monográficamente dedicadas a la energía, otras también a temas conexos como el transporte o el medio ambiente, etc.) - los *"Pocketbooks"*, *"Key figures"* y *"Statistic explained archives"*. Éstos están disponibles en formato electrónico, y contienen datos de Eurostat presentados de manera gráfica en forma de tablas, figuras y gráficos. Aparte de dichas publicaciones, se ha consultado también la base de datos de Eurostat, en la que se han generado tablas de datos pertinentes. Para la elaboración de dichas partes analíticas, se han utilizado, al ser disponibles, publicaciones del mismo formato de varios años consecutivos, con el propósito de comparar datos y de ver su evolución temporal.

Para la elaboración de las partes teóricas, especialmente las relativas a la explicación de la importancia de la competencia y de su defensa, así como las relativas a la descripción y a la valoración de los problemas existentes en el mercado energético (principalmente contenidas en los Capítulos 6 y 7), se ha consultado y revisado literatura económica y publicaciones sectoriales de importancia. Se ha acudido a la literatura y a las publicaciones económicas de alcance general (principalmente para las partes introductorias), pero también a las fuentes dedicadas especialmente al sector energético y, en particular, a los mercados energéticos, y a la regulación y la competencia en éstos. Se han incluido las justificaciones teóricas de la intervención de la UE en esta materia y se han estudiado las opciones o propuestas más razonables defendidas por los autores consultados.

Y finalmente, para la elaboración de la Parte II y de los demás apartados que contienen análisis jurídicos e institucionales, se han consultado los textos legislativos publicados en EUR-Lex (Directivas, Comunicaciones de la Comisión, Reglamentos, etc.) Así como los textos no legislativos, publicados en las páginas web oficiales de las instituciones europeas (sobre todo en el portal de la Comisión Europea, pero también del Parlamento Europeo, etc.)



## **PARTE I:**

### **La relevancia de la energía en la Unión Europea**

## **Capítulo 1: La energía en la Unión Europea**

En el primer Capítulo de esta Tesis Doctoral, titulado “La energía en la Unión Europea”, procederemos a analizar la peculiar y difícil situación energética, en la que la UE se encuentra actualmente. Primero, y antes de todo, dedicaremos el primer epígrafe a la Introducción, en la cual trataremos de exponer las principales razones de considerar la situación energética europea de peculiar y difícil. En la Introducción haremos un breve recorrido por algunas de las magnitudes problemáticas referentes a la energía, para hacernos una idea acerca de por qué deberíamos preocuparnos, y por qué la UE está poniendo a la energía en el centro de su atención. (Las variables mencionadas en la Introducción se analizarán con más detalle y detenimiento luego, en los siguientes epígrafes de este Capítulo.)

A continuación, ya teniendo una imagen acerca de la situación general, profundizaremos en el análisis de las variables más importantes relativas a la energía. En primer lugar, veremos el consumo de energía en Europa - tanto el Consumo Interior Bruto de energía, como el Consumo Final de Energía. Nos fijaremos en las cifras registradas, pero también en la evolución temporal (las subidas constantes del consumo hasta hace poco), y en las tendencias actuales de descenso.

Seguidamente nos centraremos en dos cuestiones de suma importancia - en la producción autóctona de fuentes de energía fósiles en la UE (la cual es, ya podemos decir de antemano, muy baja y sigue decreciendo), y la tasa de dependencia energética exterior (la cual, en consecuencia, está en aumento y está acarreado graves problemas a la UE y a los Estados miembros).

Y finalmente resaltaremos las razones por las que la UE considera a la energía como un problema, desde un punto de vista integrado - observando no sólo los números, pero entendiendo también las consecuencias y las implicaciones, sobre todo para la seguridad, la competitividad, y la sostenibilidad de la UE en su conjunto. (Como veremos más adelante, precisamente la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad son tres pilares en los que se apoya y en los que se basa toda la Política Energética de la UE.) Y para cerrar el último epígrafe, trataremos de resumir algunas de las actuaciones emprendidas por parte de la UE para garantizar la seguridad del abastecimiento del petróleo, del gas natural y de la electricidad.

## **1.1) Introducción a la cuestión energética:**

La energía es imprescindible en casi todos los ámbitos de nuestras vidas, hacemos uso de la energía en cada momento y en todas las actividades cotidianas. Es imprescindible para la vida de los ciudadanos, pero también para el funcionamiento de los Estados y, por supuesto, para el funcionamiento de la Unión Europea (UE). La energía es un medio de importancia vital y su consumo en las últimas décadas no paraba de aumentar. Lo cierto es que en los últimos años se ha registrado un descenso en el consumo, debido a la desaceleración económica que hemos experimentado últimamente, y a las políticas de fomento de efectividad llevada a cabo por parte de la UE. Pero aun así, los niveles de consumo de energía en la UE siguen siendo muy altos.

Además, en el pasado, y todavía al día de hoy, la provisión de energía depende en su mayor parte de fuentes de energía fósiles, que no son ilimitadas y de las que la UE dispone solamente en una medida muy minoritaria. Por lo tanto, la garantía y el precio del suministro es un problema al que hay que (y en el futuro cada vez en mayor medida habrá que) hacer frente. Un problema relacionado es el del medio ambiente, ya que se ha puesto de manifiesto que el uso de la energía, tal y como se configura actualmente, lo daña y degrada y que las consecuencias las sufrimos todos indiferenciadamente.

Por lo tanto, la energía, dada su inmensa importancia, es uno de los temas que estuvo presente desde la propia creación de lo que actualmente es la Unión Europea. El proyecto inicial, la Comunidad Europea de Carbón y de Acero (CECA), se basaba en la comunitarización del acero y del carbón – entonces principal fuente de energía. Con el paso del tiempo, la energía ha ido tomando cada vez más protagonismo, hasta convertirse en una de las materias de mayor importancia para la UE. Y conforme haya aumentado la importancia, aumentaron también las inquietudes relacionadas con el tema de la energía, así como las actuaciones que la UE está desarrollando en este campo. Dichas actuaciones empezaron más bien tímidamente, dejando el protagonismo a los Estados miembros, elaborando solamente una serie de textos no vinculantes por parte de la UE, y legislando en la materia energética sólo indirectamente. Pero teniendo en cuenta la inmensa importancia estratégica de la energía, y siendo precisamente la energía una de las principales preocupaciones de cara al futuro, había que ir más allá y poner en marcha una verdadera Política Energética de la UE, lo cual ocurrió en 2009 tras la entrada en vigor del Tratado de Lisboa. La Política Energética Europea ahora está abarcando todas las fuentes de energía primaria - fósiles (petróleo, gas y carbón), renovables (solar, eólica, geotérmica, hidráulica, biomasa, mareomotriz) y nuclear; sin olvidar la más importante de las fuentes de

energía secundarias - la electricidad. Se están llevando a cabo actuaciones concretas con el objetivo de que la UE sea una economía sostenible, competitiva y segura.

Actualmente estamos ante una serie de retos de cara al futuro, a los cuales hay que ir buscando respuestas para garantizar una vida de calidad en un mundo sostenible. Los principales retos están relacionados con la problemática de las fuentes de energía tradicionales (la seguridad del abastecimiento y su coste, la competitividad, la diversificación y el ahorro energético, las relaciones internacionales estratégicas, la importancia de I+D+i, la particular cuestión de la energía nuclear, etc.) y con el medio ambiente (el cambio climático, el uso racionalizado y eficiente de la energía, las fuentes alternativas y las energías renovables, la reducción de las emisiones, etc.)

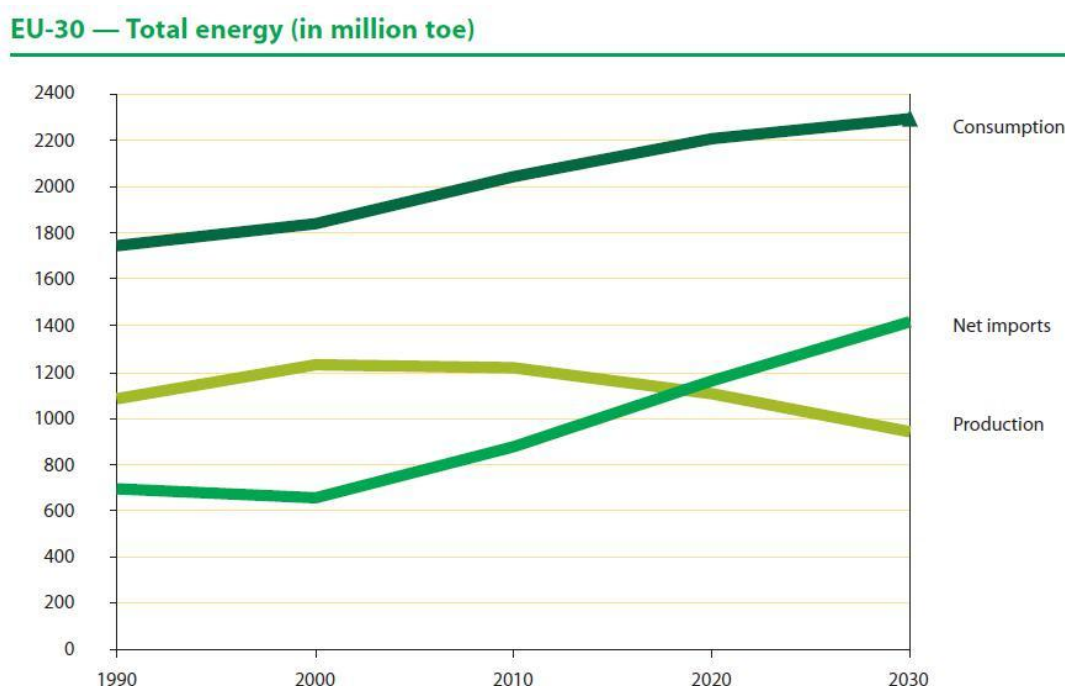
Para describir brevemente el panorama y para darnos cuenta de la gravedad de la situación energética actual a la que está haciendo frente la Unión Europea, conviene resaltar algunos datos básicos. Aunque los retos y los desafíos energéticos, así como las respuestas posibles, se tratarán con más detalle a lo largo de la primera parte de esta Tesis, es de interés destacar al principio algunos números concretos que ayudarán a entender por qué la UE considera ciertos temas como un problema.

En cuanto al consumo de energía, la tendencia es que éste estaba creciendo continuamente en las últimas décadas hasta llegar a unos niveles muy altos. Aunque el aumento del consumo ahora parece que se está deteniendo, debido a la desaceleración económica de la que todavía nos seguimos recuperando, y debido a las políticas de la UE, cuyo objetivo es el aumento de la eficiencia energética. (El proceso siempre ha sido que el aumento de productividad ha estado vinculado al aumento del consumo energético - hecho que en la UE se está intentando detener con el aumento de eficiencia). Por lo tanto, podemos concluir que el consumo, si bien está estancándose, o hasta descendiendo en los últimos años, sigue en unos niveles muy altos. Pero, por otra parte, la producción europea de fuentes de energía fósiles (que siguen siendo las principales fuentes de energía utilizadas en Europa) es escasa y sigue disminuyendo - las reservas europeas de fuentes de energía sólidas, así como de petróleo y gas natural están a niveles muy bajos y cubren solo una parte muy pequeña del consumo de la UE (pero suponen más del 70% del consumo de energía primaria en la UE). El resultado de esta ecuación es obvio – la UE no es capaz de abastecerse a sí misma en cuanto a la energía y necesita importarla del exterior, cada vez en mayor medida.



En el Gráfico nº 1 podemos observar las proyecciones de la evolución del consumo, de la producción y de las importaciones desde 1990 hasta 2030, presentada por la Comisión en el Libro Verde de 2001 denominado *Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento*. Así podemos apreciar a primera vista el desequilibrio existente. (Se trata de una previsión, por lo que el gráfico no incluye la evolución real, pero para resaltar la tendencia a largo plazo es igualmente válido.)

**Gráfico 1) Consumo, producción e importación de energía, UE - previsión 1990 - 2030 (Mtoe):**



Fuente: Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply; Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2001.

La *dependencia energética exterior*, es cómo se denomina al hecho de tener que importar energía desde el exterior para satisfacer las necesidades energéticas internas. Y la tasa de dependencia es el cociente entre las importaciones netas y el consumo doméstico bruto de energía. Según datos de 2007 publicados por la Comisión Europea, y resumidos en la Tabla nº 1, la tasa de dependencia energética exterior fue del 53,1% para todas las fuentes de energía, del 60,3% para el gas y del 82,6% para el petróleo.

**Tabla 1) Dependencia energética exterior de la UE (2007; en %):**

Import Dependency 2007 (in %)				
	ALL FUELS	Solid Fuels	Oil	Gas
EU-27	53.1	41.2	82.6	60.3
EU-25	53.6	41.4	82.9	61.0
BE	77.2	95.8	97.4	99.8
BG	51.9	39.4	100.8	91.5
CZ	25.1	-14.8	96.2	93.7
DK	-25.4	100.4	-67.9	-99.7
DE	58.9	37.2	94.3	80.6
EE	29.7	0.9	99.0	100.0
IE	88.3	65.1	97.0	91.4
EL	67.3	3.3	100.9	99.6
ES	79.5	66.6	99.7	98.9
FR	50.4	92.5	98.7	96.5
IT	85.3	99.2	92.5	87.0
CY	95.9	68.0	98.6	
LV	61.5	88.0	98.1	96.8
LT	62.3	87.2	93.3	102.9
LU	97.5	100.0	98.8	100.0
HU	61.4	44.0	82.7	79.9
MT	100.0		100.0	
NL	38.6	105.3	92.8	-64.3
AT	69.1	105.1	92.6	81.0
PL	25.5	-15.5	102.2	66.7
PT	82.0	100.5	98.9	98.7
RO	32.0	34.8	53.7	29.8
SI	52.5	21.0	98.9	99.7
SK	69.0	95.4	91.3	97.9
FI	53.8	62.8	97.8	100.0
SE	36.1	93.8	96.7	100.0
UK	20.1	69.5	0.9	20.3

Fuente: European Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

En los siguientes años la situación no parece estar mejorando. Según los datos publicados por la Comisión Europea para 2011, y resumidos en la Tabla nº 2, el porcentaje para todas las fuentes de energía fue del 53,8%; hablamos del 67% para el gas natural; y la tasa para el petróleo sube al 84,9% en 2011.

**Tabla 2) Dependencia energética exterior de la UE (1995 - 2011; en %):**

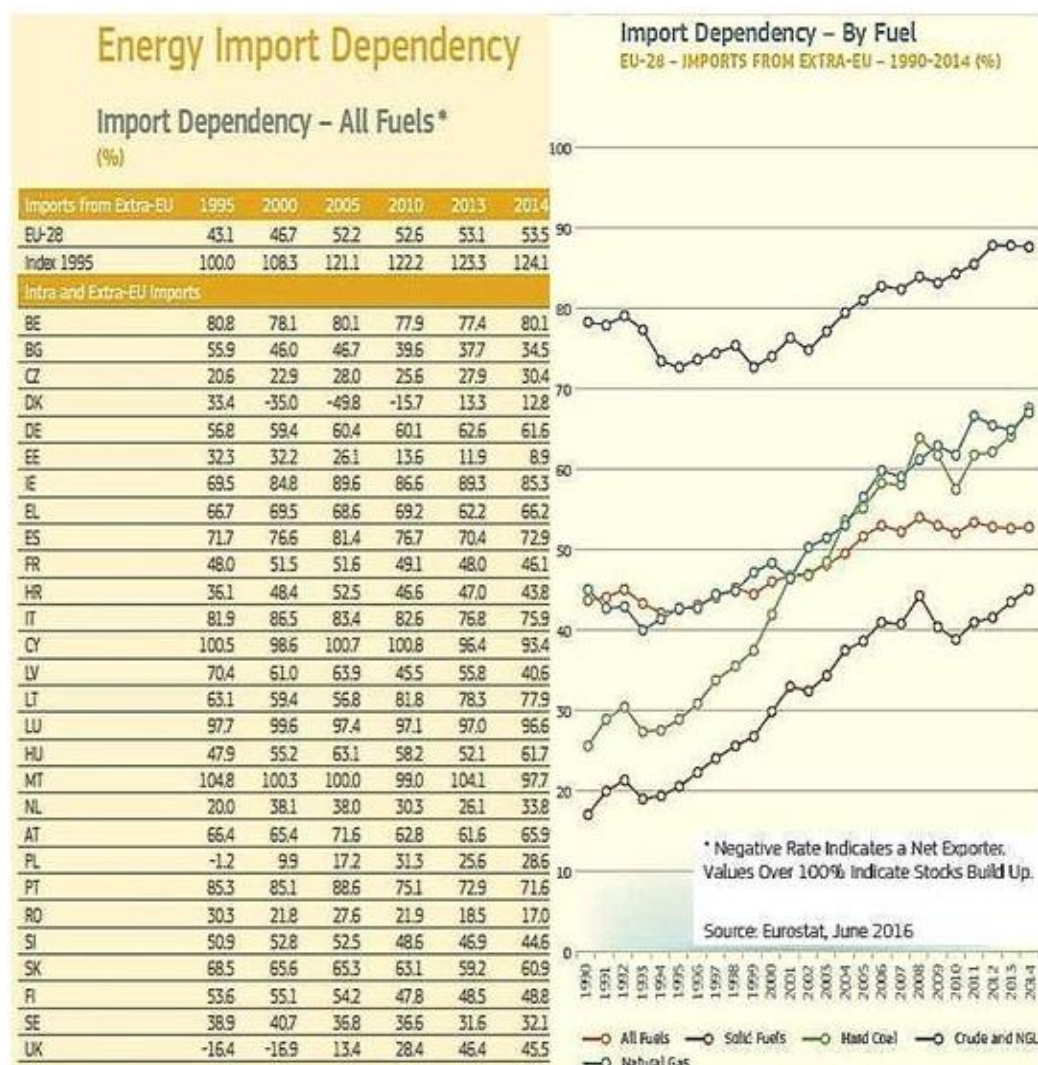
EU-27 Energy Import Dependency						
By Fuel						
Import Dependency (%)	1995	2000	2005	2009	2010	2011
Total	43.2 %	46.7 %	52.4 %	53.8 %	52.6 %	53.8 %
Solid Fuels	21.4 %	30.5 %	39.2 %	41.1 %	39.4 %	41.4 %
Petroleum and Products	74.3 %	75.7 %	82.2 %	83.2 %	84.1 %	84.9 %
Gas	43.5 %	48.9 %	57.7 %	64.3 %	62.4 %	67.0 %

Fuente: European Commission; Statistical Pocketbook 2013; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

Si acudimos a la publicación de la Comisión Europea *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*, que refleja los datos para 2014, vemos que el porcentaje global mejora tímidamente, en un 0,3%. (Pero también vemos, que ya no se habla de la EU-27, sino de la EU-28 - se trata de la entrada de Croacia en 2013. Una de las posibles explicaciones de la variación podría ser precisamente ésta.)

De todos modos, aunque para todas las fuentes de energía la tasa de dependencia mejora ligeramente para alcanzar el 53,5%, si desglosamos la tasa por las distintas fuentes de energía, podemos observar una tendencia ascendente clara. Para las fuentes de energía sólidas la tasa es del 45,6%; para petróleo y sus derivados es del 87,4%; y para el gas natural es del 67,4%. Esta tendencia podemos ver reflejada en la Figura nº 1. Este hecho podría acarrear graves problemas para la seguridad energética de la UE.

**Figura 1) Dependencia energética exterior de la UE (2014; en %):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Otro hecho destacable es que el petróleo sigue en la actualidad siendo, con diferencia, la principal fuente de energía primaria utilizada en la UE. (El volumen y la participación de las distintas fuentes de energía en el Consumo Interior Bruto de energía podemos apreciar en la Tabla nº 3 y en el Gráfico nº 2.) Y sabiendo que casi el 90% del petróleo se tiene que importar, se pone aun más de evidencia la gravedad de la situación. (En el caso de España, la situación es aun más complicada, ya que, si bien su tasa de dependencia total mejoró del casi 80% en 2007 al 73% siete años más tarde, nos seguimos acercando casi al 100% en cuanto al petróleo y gas natural.)

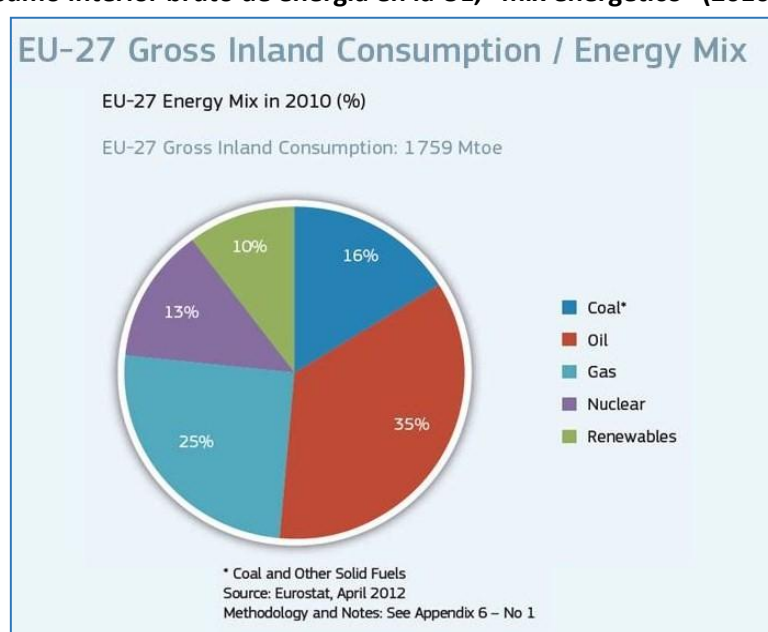
**Tabla 3) Consumo Interior Bruto de energía en la UE, por fuente de energía (1998 – 2008; en Mtoe):**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Change 1998-08
<b>Total</b>	1 723	1 711	1 724	1 763	1 759	1 803	1 825	1 825	1 826	1 808	1 799	4 %
Oil	679	672	661	675	670	675	678	678	674	659	656	-3 %
Gas	371	383	394	404	406	426	436	446	438	433	441	19 %
Nuclear	237	243	244	253	255	257	260	257	255	241	242	2 %
Hard coal	241	223	226	225	222	231	231	222	229	232	212	-12 %
Lignite	96	90	94	97	99	101	99	96	96	97	94	-2 %
RES	94	95	98	101	100	108	116	121	129	143	151	60 %

Source: Eurostat (online data codes: nrg\_100a, nrg\_101a, nrg\_102a, nrg\_103a, nrg\_104a and nrg\_1072a)

Fuente: Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2010; ISSN 1725-4566.

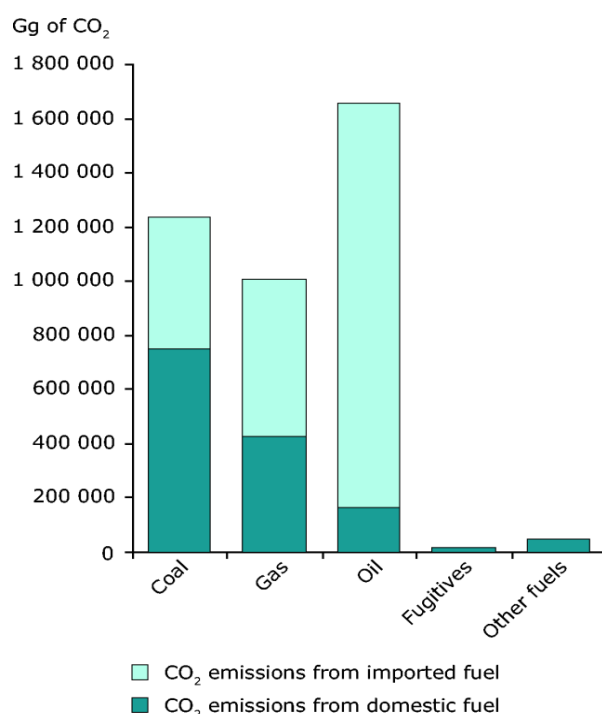
**Gráfico 2) Consumo interior bruto de energía en la UE, “mix energético” (2010; en % del total):**



Fuente: European Commission; Statistical Pocketbook 2012; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

También es sabido que la utilización de las fuentes de energía fósiles (carbón y petróleo en mayor medida, junto con el gas natural en menor medida), son los principales responsables de las emisiones de CO<sub>2</sub>. (En el Gráfico nº 3 podemos observar la magnitud de las emisiones de CO<sub>2</sub> causadas por cada fuente de energía.) Y estas tres fuentes suman más del 70% de las fuentes de energía consumidas en la UE. Las energías renovables por su parte, rondan el 10% del Consumo Interior Bruto de fuentes de energía primarias en el año 2010. Viendo el Gráfico nº 2, de las cuotas que cada una de las fuentes representa en el Consumo Interior Bruto en la UE, salta a la vista que la actual configuración no es sostenible ni estratégicamente, ni económicamente, ni medioambientalmente.

**Gráfico 3) Emisiones de CO<sub>2</sub> por fuente de energía, UE 2005:**



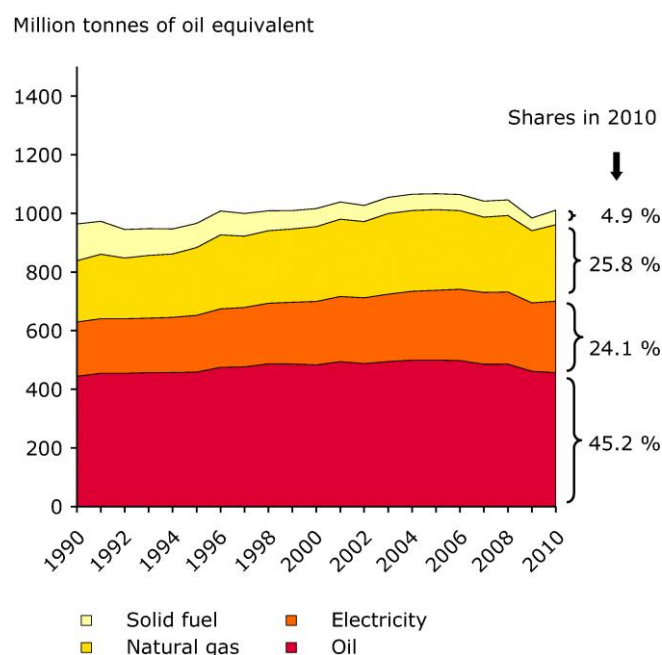
Fuente: European Environment Agency – “CO<sub>2</sub> emissions in EU-27 by fuel and by origin of the fuel (domestic vs. Imported)”, 2005.

Tratando de analizar la situación energética, es de especial importancia incluir en el análisis también la electricidad. Se trata de una fuente de energía secundaria (resultante de la transformación de fuentes de energía primarias, es decir, disponibles en la naturaleza - por ejemplo combustibles fósiles crudos, energía solar, etc.), por lo tanto no figura en las estadísticas del Consumo Interior Bruto (las cuales monitorizan la producción primaria), sino en las del



Consumo Final de Energía. (Para más información, véase los Glosarios al final de la Tesis.) Como podemos observar en el Gráfico nº 4, la electricidad forma aproximadamente una cuarta parte de toda la energía final consumida en la Unión Europea en el año 2010 y su proporción está en aumento.

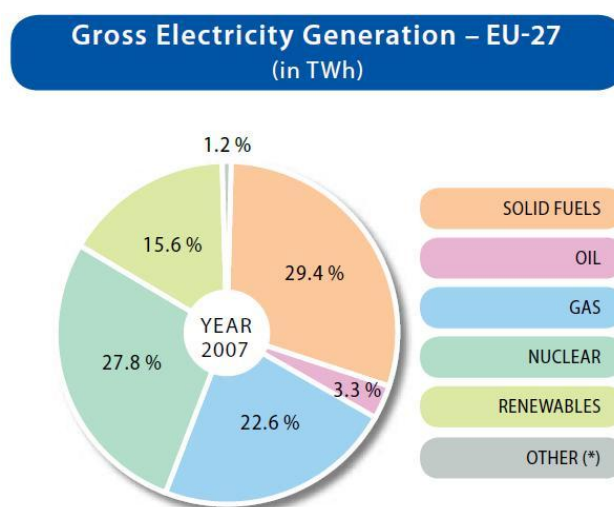
**Gráfico 4) Consumo Final de Energía en la UE 1990 - 2010, por fuente de energía (Mtoe):**



Fuente: European Environment Agency - Final energy consumption by fuel type in the EU-27, 1990-2010.

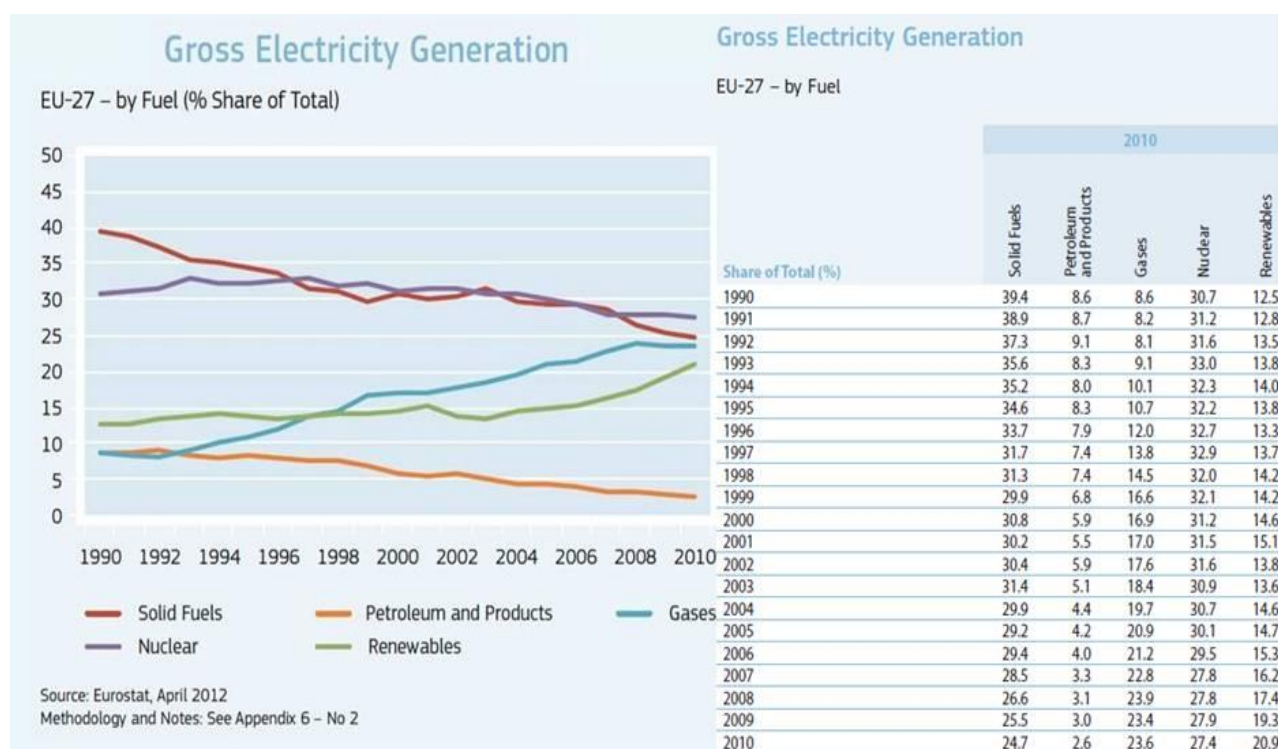
La importancia de la electricidad es muy evidente, no sólo atendiendo a los gráficos y porcentajes del consumo, sino también teniendo en cuenta su implicación real en la vida de cada uno de nosotros. La electricidad es sin duda un medio de importancia vital, sin el cual sería imposible imaginarnos la vida en el mundo actual. Pero, como podemos ver en el Gráfico nº 5, más de la mitad de la electricidad está producida a partir de fuentes fósiles, es decir las fuentes de energía sólidos y del gas natural (junto con el petróleo, aunque éste participa en la cuota sólo de manera minoritaria actualmente). Atendiendo al Gráfico nº 6, vemos que la tendencia está cambiando con el paso del tiempo, disminuyendo poco a poco la tasa de utilización del carbón y aumentando la del gas natural, dando también más protagonismo a las energías renovables. Pero sumando las fuentes de energía fósiles llegamos del 56,5% en 1990 al 50,9% en 2010. Con lo cual volvemos de nuevo al problema planteado arriba.

**Gráfico 5) Generación de electricidad por fuente de energía (EU 2007, en %):**



Fuente: European Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

**Gráfico 6) Generación de electricidad por fuente de energía (EU 1990 - 2010, en %):**



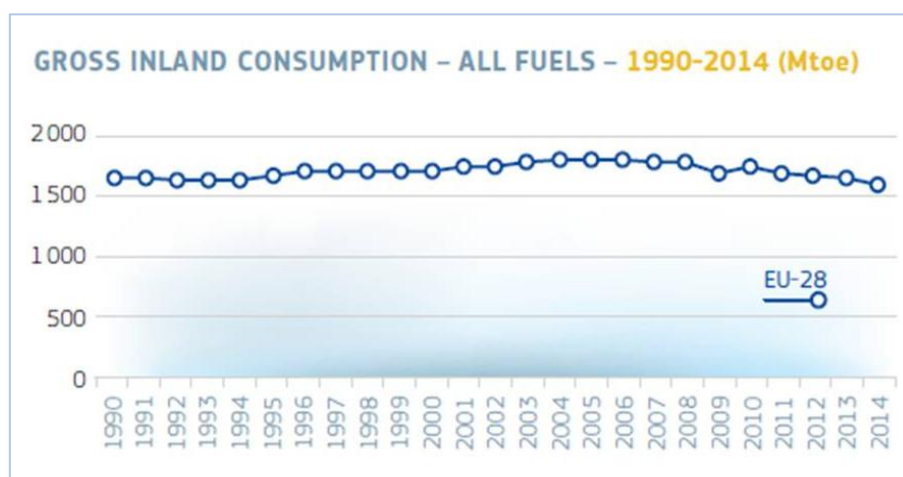
Fuente: European Commission; Statistical Pocketbook 2012; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

## **1.2) El consumo de energía en Europa (Consumo Interior Bruto y Consumo Final de Energía):**

El objetivo de este Capítulo, como ya hemos visto, es el de hacer un análisis de la situación energética en la que se encuentra la UE en la actualidad. Y en concreto, este apartado estará dedicado al consumo de energía - primero el Consumo Interior Bruto de energía<sup>3</sup>; y segundo, el Consumo Final de Energía<sup>4</sup> (para más información, véase los Glosarios al final de la Tesis). Se trata de dos de las variables más importantes en cada estudio energético, ya que nos indican cuánta energía se ha utilizado en el territorio medido (en este caso la UE) en cada período medido.

En primer lugar, vamos a analizar el **Consumo Interior Bruto de energía** en la UE. En la Figura nº 2, extraída de la publicación *EU Energy in figures* de la Comisión Europea, podemos observar la evolución temporal del Consumo Interior Bruto desde 1990 a 2014 expresada gráficamente, y más abajo en números absolutos (Mtoe), junto con la variación porcentual (el año de referencia es el 1995 en este caso).

**Figura 2) Consumo Interior Bruto de energía, evolución UE, 1990 - 2014 (en Mtoe; en %):**



<sup>3</sup> **Gross Inland Consumption - Consumo Interior Bruto de energía:** Se refiere a la cantidad de energía consumida dentro de las fronteras de un país. Se calcula utilizando la siguiente fórmula: producción primaria + productos recuperados + importaciones + variación de existencias - exportaciones - búnkers (es decir, cantidades suministradas a buques de navegación marítima).

<sup>4</sup> **Final Energy Consumption - Consumo Final de Energía:** Se refiere al consumo final de la energía en el transporte, industria, comercio, agricultura, sector público y hogares. Se excluyen las cantidades suministradas para la transformación y / o uso propio de las industrias productoras de energía, así como pérdidas en la red.



Gross Inland Consumption						
ALL FUELS						
Mtoe	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28	1 674.67	1 729.98	1 831.03	1 763.70	1 666.70	1 605.93
Index 1995	100%	103%	109%	105%	100%	96%

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

De las figuras observadas podemos ver que el Consumo Interior Bruto de energía en los últimos 25 años se mantiene en una dirección más o menos lineal, con ligeras oscilaciones. La curva que expresa el consumo se muestra bastante plana, aunque ascendiendo ligeramente hasta 2008 y descendiendo a partir de este año. Y las cifras confirman que el consumo va en aumento, desde los 1.675 Mtoe en 1995 hasta los 1.831 Mtoe en el año 2005. La variación porcentual entre el año inicial de la medición y el año con más consumo registrado es de 9 puntos. (Lo cual no es poco, pero dado que el período en cuestión es de unos 10 años, en la curva no se observa de manera muy pronunciada.) Más adelante la variable empieza a descender y en el tramo 2005 - 2010 registramos la primera tendencia a la baja. El pico inverso más grande se observa en el año 2009, donde la bajada, con respecto al año anterior, es más pronunciada. Esta bajada importante coincide con el inicio de la crisis económica, la cual tuvo una consecuencia clara, que es la caída del consumo energético. Desde este momento empezó lo que más tarde llegó a llamarse la desaceleración económica que, como su nombre indica, repercutió en el consumo, cuya tendencia es, desde entonces, a la baja. Vemos que en el año 2013 llegamos a descender hasta los niveles de consumo registrados en 1995.

En la actualidad (la publicación es de 2016 y trabaja con los últimos datos disponibles, es decir del año 2014) la variable baja hasta los 1.606 Mtoe, con lo cual estamos en el 96% del Consumo Interior Bruto de energía respecto a 1995. Pero hay que decir que la bajada en el consumo de los últimos años no se debe tan solo a la desaceleración económica. Otra de las razones es la implementación desde la UE de políticas a favor de la eficiencia - la Comisión Europea está desde hace años intentando revertir la tendencia, parar el aumento del consumo energético, cambiar los hábitos de los consumidores, invertir en equipos y sistemas más eficientes, rebajar las pérdidas en la transformación y en la red, promover la utilización más concienciada de las fuentes de energía. Y por lo visto, esta política de eficiencia finalmente está dando sus frutos. (Pero de las políticas desarrolladas desde la UE en el campo energético vamos

a ocuparnos más adelante.) Lo que no podemos descifrar fácilmente, qué parte de la bajada de consumo energético se debe a la desaceleración económica y qué parte se debe a la aplicación de políticas para ganar la eficiencia.

Volviendo al análisis del Consumo Interior Bruto de energía, si acudimos a Eurostat, la Tabla nº 4 (de las *Statistics Explained*) dispone de una serie de mediciones más larga, ofreciendo datos también para el año 1990. Esta tabla confirma los hechos expuestos arriba, y además los refuerza mostrando que los 1.668 Mtoe consumidos en 1990 todavía están por encima de los números actuales. La conclusión es que a la altura del año 2014 la UE todavía no se ha recuperado plenamente de la recesión económica, ya que seguimos por debajo de los niveles de consumo de hace 25 años.

**Tabla 4) Consumo Interior Bruto de energía, evolución UE, 1990–2014 (Mtoe):**

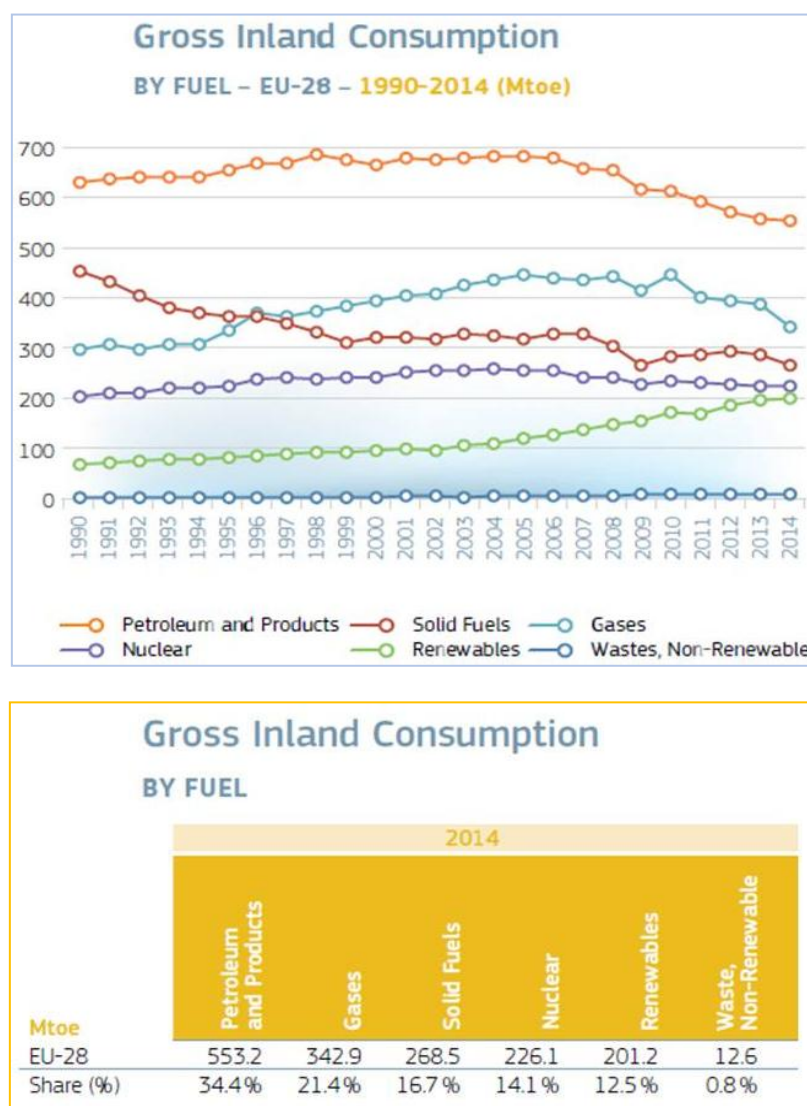
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	Share in EU-28, 2014 (%)
EU-28	1 667.9	1 674.7	1 730.0	1 831.0	1 763.7	1 698.1	1 684.7	1 666.7	1 605.9	100.0

Fuente: Eurostat - Statistics Explained

[http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Gross\\_inland\\_consumption\\_of\\_energy,\\_1990%E2%80%932014\\_\(million\\_tonnes\\_of\\_oil\\_equivalent\)\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Gross_inland_consumption_of_energy,_1990%E2%80%932014_(million_tonnes_of_oil_equivalent)_YB16.png)

Para una imagen más completa acerca del Consumo Interior Bruto de energía, podemos desglosar la variable por fuentes de energía. Con esto veremos qué tipo de energía primaria en términos brutos se ha consumido en la UE. En la figura nº 3, igual que en la Figura nº 4, de la página siguiente, podemos observar la tendencia de las distintas fuentes de energía desde 1990 hasta 2014 (que es, de nuevo, el último año para el que disponemos de datos). Y también podemos observar los valores registrados en la última medición, en Mtoe y en el porcentaje del total.

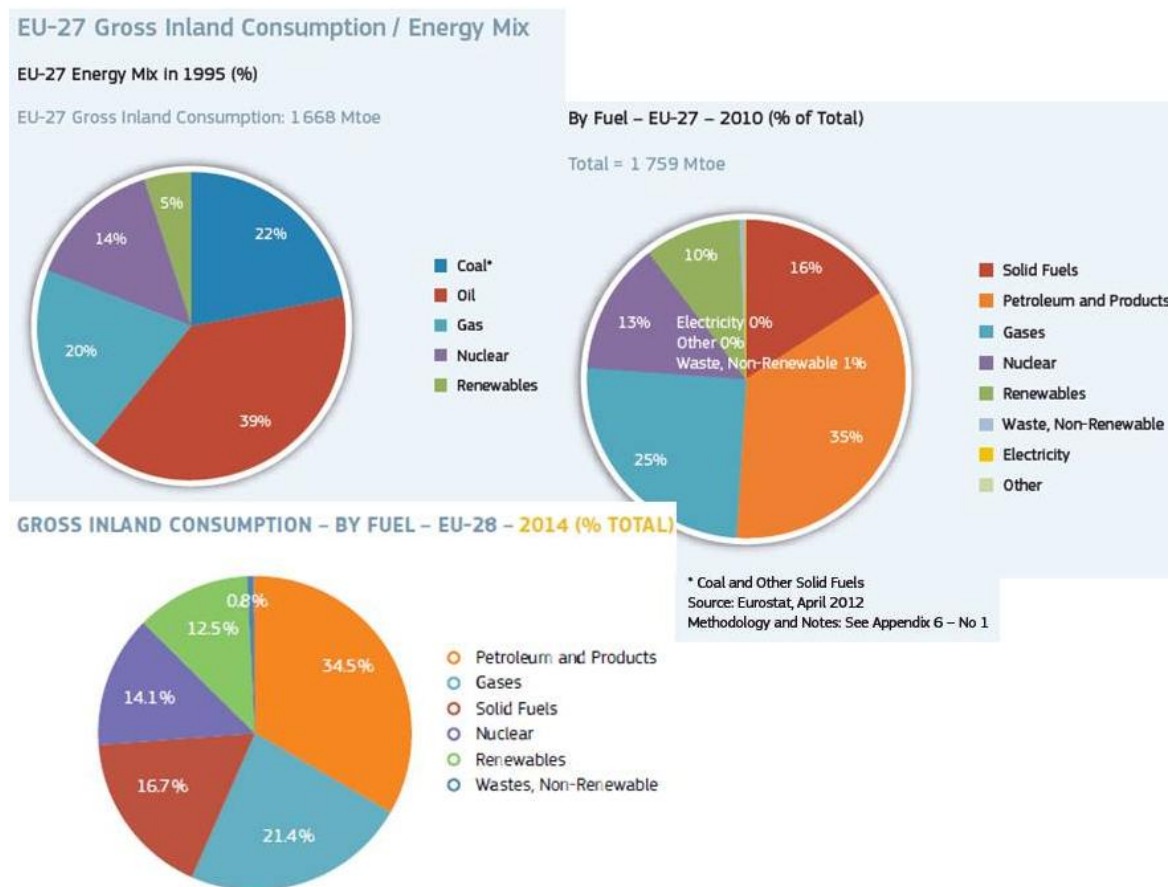
**Figura 3) Consumo Interior Bruto de energía, UE - por fuente de energía (1990 - 2014, en Mtoe; y 2014, en Mtoe y en %):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Como podemos ver, el petróleo (y sus derivados) desde el inicio de la secuencia medida hasta la actualidad, es la fuente más utilizada y supera con creces las demás fuentes de energía. A pesar de que su cuota está bajando a lo largo del tiempo, desde el 39% en 1995, hasta el 34,5% y los 553 Mtoe actuales, el petróleo sigue siendo mayoritario en nuestro “mix energético”. Este hecho, como veremos más adelante en el siguiente Capítulo, supone bastantes complicaciones para la UE.

**Figura 4) Consumo interior bruto de energía, “Energy Mix”, UE (1995, 2010, 2014, en %):**



Fuente: A partir de a) European Commission; Statistical Pocketbook 2012; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559; y b) European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

La segunda fuente de energía más utilizada es el gas natural, aunque no siempre ha sido así. Actualmente el gas supone el 21,4% del Consumo Interior Bruto de energía, con los 343 Mtoe consumidos en 2014. Anteriormente, al principio del período en cuestión, es decir en 1990, le ganaba el carbón<sup>5</sup>. Pero la tendencia es que el carbón está perdiendo cada vez más el protagonismo a favor del gas natural. En el diagrama arriba vemos que en 1995 las cuotas de estas dos fuentes ya están casi a la par con el 22% y el 20% respectivamente. El punto de inflexión llegó en 1996, cuando el gas definitivamente empezó a ser la segunda fuente en la UE. La evolución de la cuota del gas ha sido positiva hasta 2008 y desde entonces, con la excepción

<sup>5</sup> En las estadísticas figura “coal and other solid fuels” - con esto nos referimos al carbón (todas sus variedades y productos derivados), y también al lignito y sus derivados. (Para más información, véase los Glosarios al final de la Tesis: “**Solid fuels** is the sum of hard coal and derivatives and lignite and derivatives.”) Pero para los efectos de este análisis, y para simplificar la lectura de las figuras, vamos a suponer que bajo esta categoría hablamos principalmente del carbón - siempre que no se indique lo contrario.

del repunte registrado en 2010 cuando se alcanza el máximo y cuando el gas cubre el 25% del consumo, podemos observar un continuo descenso. En el último tramo, 2013 - 2014, vemos que la bajada se hace todavía más abrupta.

El carbón, como acaba de verse, actualmente es la tercera fuente de energía más utilizada y cubre casi el 17% del Consumo Interior Bruto en la UE, con sus 268,5 Mtoe en 2014. Pero a lo largo del período observado el carbón perdió mucho el protagonismo y su cuota bajó casi a la mitad. Hecho que, desde el punto de vista medioambiental, como veremos más adelante, está bastante bien visto.

Por su parte la energía procedente de fuentes renovables (RES<sup>6</sup>) más que duplicó su participación y su cuota sigue en aumento. Desde los 5% en 1995 (y mucho menos en los años anteriores) está subiendo al actual 12,5% y 201 Mtoe en 2014. Además, vemos que las fuentes de energía tradicionales registraron una bajada pronunciada en 2009 respecto a 2008, debido a la crisis económica, pero para las renovables no fue tal caso. Allí el mercado reaccionó un poco más tarde y este pico inverso lo vemos en 2011. Pero desde entonces ya se observa de nuevo una tendencia positiva y en la actualidad las energías renovables son la única fuente que sigue ganando protagonismo y su cuota sigue aumentando. (Pero todavía falta mucho para alcanzar el 20% de cuota establecido por la Comisión Europea para el año 2020 - de esta cuestión también nos ocuparemos más adelante, en el Capítulo dedicado a las energías renovables.)

Y por último, la energía nuclear mantiene una línea casi constante. Ahora está, igualmente que en 1995, cubriendo aproximadamente el 14% del Consumo Interior Bruto en la UE, con unos 226 Mtoe anuales. A lo largo del eje temporal ha habido un ligero aumento, e igualmente se registró un descenso en 2009, pero a largo plazo es la fuente más estable de todas las fuentes de energía utilizadas en la UE desde que los datos se incluyen en los gráficos expuestos.

En segundo lugar, vamos a proceder al análisis del **Consumo Final de Energía** en la UE. El Consumo Final de Energía necesariamente supone una cantidad menor de toneladas de petróleo equivalentes (toe/tpe) que el Consumo Interior Bruto de energía, ya que excluye una gran cantidad de energía - toda la energía suministrada para la transformación y / o uso propio de las industrias productoras de energía (es decir, para la producción, sobre todo de electricidad), así

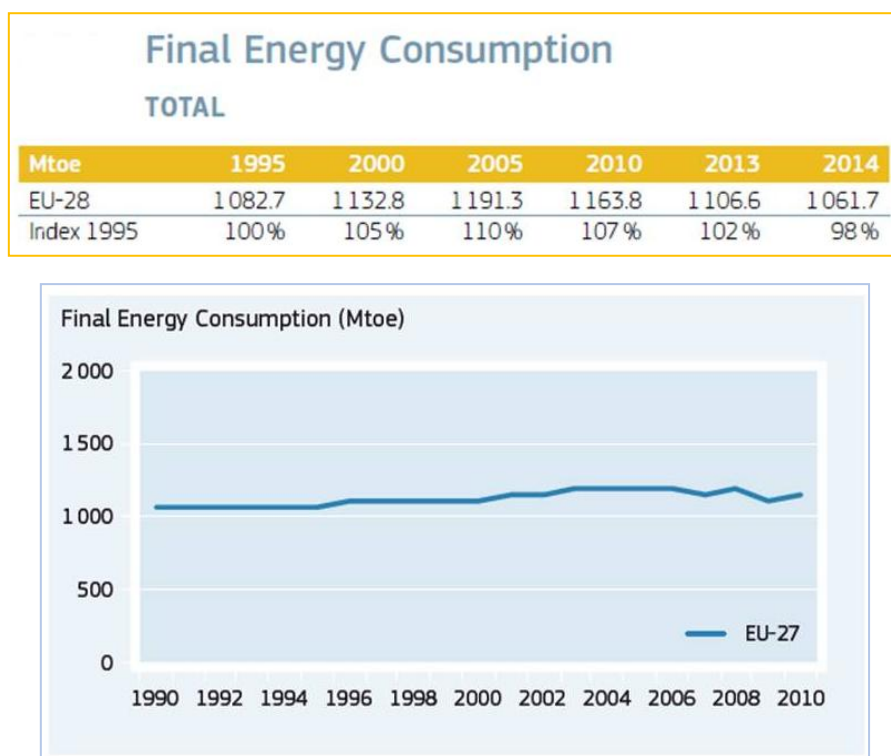
---

<sup>6</sup> RES = del inglés "Renewable Energy Sources" = fuentes de energía renovables.

como las pérdidas en la red. Una diferencia importante es que el Consumo Final de Energía, por lo tanto, incluye la partida de la electricidad.

Según los datos proporcionados por la Comisión (Figura nº 5), en 2014 se ha consumido 1.062 Mtoe de energía final. (Nótese que la cifra para el Consumo Interior Bruto de energía para el mismo año es de 1.606 Mtoe, lo cual supone una diferencia de 544 Mtoe en un año.) Si observamos la tendencia en los últimos 25 años, vemos que el primer tramo de la curva es casi plano, es decir, entre 1990 y 1995 no ha habido cambios sustanciales en el consumo final. Sin embargo, desde este momento se empieza a registrar un incremento continuo, con el pico de mayor cantidad de energía consumida en 2008. (Desgraciadamente, para este año no se muestra la cifra concreta, disponemos sólo de la de 2005, que es de 1.191 Mtoe - aun así es la cifra más alta registrada.) Después aparece un descenso brusco del consumo, igual que fue en el caso del Consumo Interior Bruto, debido a la crisis económica, y en 2009 podemos ver que la curva de consumo registra un descenso importante. Luego aparece otra vez fluctuación, pero más adelante vemos que las cifras siguen bajando, hasta tocar el mínimo en 2014, el cual se encuentra incluso por debajo de los valores registrados hace 25 años.

**Figura 5) Consumo Final de Energía, UE 1995 - 2014 (en Mtoe y en %); evolución 1990 - 2010:**



Fuente: a) European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016; b) European Commission; *Statistical Pocketbook 2012*; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

Acudiendo a las estadísticas de Eurostat (*Statistics Explained*) resumidos en la Tabla nº 5, la información disponible es la misma, además con la cifra exacta para el año 1990 (que sí es muy parecida a la de 1995, por lo que en este tramo realmente no ha habido muchos cambios) y con datos más detallados a partir de 2010 (donde se confirma la tendencia a la baja).

**Tabla 5) Consumo Final de Energía, UE 1990–2014 (en Mtoe):**

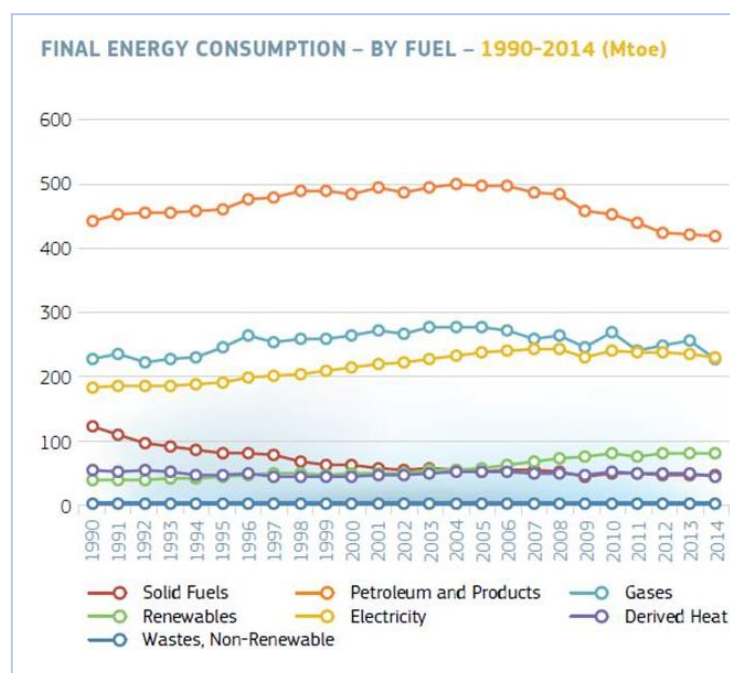
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
EU-28	1 081.1	1 082.7	1 132.8	1 191.3	1 163.8	1 105.5	1 104.9	1 106.6	1 061.7

Fuente: Eurostat - Statistics Explained

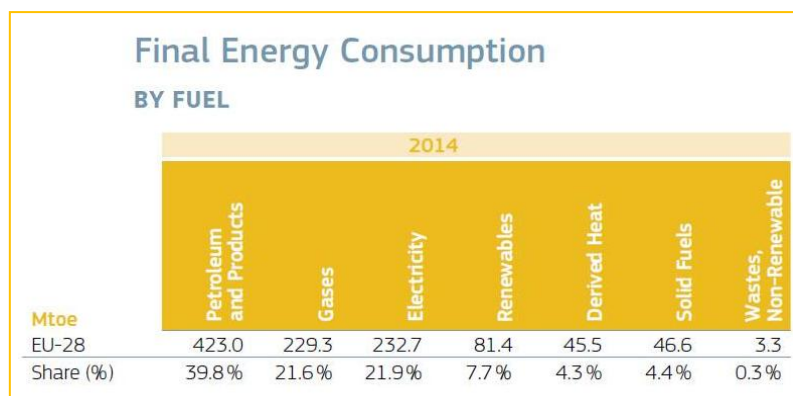
[http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Final\\_energy\\_consumption,\\_1990%E2%80%932014\\_\(million\\_tonnes\\_of\\_oil\\_equivalent\)\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Final_energy_consumption,_1990%E2%80%932014_(million_tonnes_of_oil_equivalent)_YB16.png)

Igualmente que en el caso del Consumo Interior Bruto, aquí también podemos desglosar la energía consumida por las distintas fuentes de energía. En la Figura nº 6 se muestra el Consumo Final de Energía por fuentes de energía - tanto la evolución temporal de la utilización de cada fuente, como las cifras de consumo final de 2014.

**Figura 6) Consumo Final de Energía - por fuente de energía, UE 1990 - 2014; 2014 (Mtoe y %):**







Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

En este caso, tanto el gráfico como las cifras serán distintas de las vistas anteriormente para el Consumo Interior Bruto, sobre todo porque en el Consumo Final aparece la partida de la electricidad, como fuente secundaria (y a cambio no están las fuentes utilizadas para su producción - por eso por ejemplo no está incluida la energía nuclear). Entonces la lectura será distinta, igual que los porcentajes de participación.

El petróleo sigue en el primer puesto, muy por encima de todo el resto de fuentes. Con su cuota del casi 40% de participación en el Consumo Final de Energía en la UE y sus 423 Mtoe ocupa la primera posición, a pesar de que la tendencia desde el año 2006 está siendo a la baja (anteriormente, desde el año 1990, la curva no paraba de subir). Allí la tendencia observada es parecida a la del Consumo Interior Bruto.

El gas natural es el siguiente, siendo su trayectoria también parecida - desde 1990 se registran subidas continuas, en 2006 la cuota empieza a bajar, en 2010 aparece un repunte, y desde entonces, con algunas variaciones (por ejemplo en 2013) el consumo está bajando. Actualmente estamos en 229 Mtoe finales consumidos, lo cual representa el 21,6% del total.

A continuación, vemos el cambio más importante, porque aquí aparece la electricidad. Al principio estaba por debajo del gas natural, pero en 2014 incluso lo ha superado ligeramente, en un 0,3%. Con esto, la electricidad alcanza el 21,9% y 233 Mtoe y gana el segundo puesto, por encima del gas natural.

El carbón, y las demás fuentes sólidas, están muy por detrás y su cuota de 4,4% y sus 47 Mtoe de energía final consumida lo relevan a la cola. La tendencia es claramente a la baja, desde el inicio en 1990, cuando el carbón participaba de manera bastante más importante.



Ahora lo superan incluso las energías renovables, que ocupan el cuarto puesto y desde el principio siguen aumentando su cuota. En 2014 ésta es casi del 8% y, lo cual corresponde al 81,4 Mtoe. El punto de inflexión parece ser el año 2003, que es cuando las RES llegaron a equiparar al carbón. Desde entonces no sólo siguen estando por encima, sino que la brecha se abre cada vez más.

Parte de la explicación de las principales diferencias en las participaciones de las distintas fuentes de energía en el Consumo Interior Bruto y el Consumo Final de Energía podemos encontrar acudiendo a la tabla de la generación de electricidad (Tabla nº 6), desglosada por fuentes de energía utilizados. Allí podemos observar que para la generación de electricidad en la UE en 2014 se han utilizado principalmente las fuentes de energía renovables, con un 29,2%, y las fuentes de energía sólidas participaron con un 25,3%. Por eso se ven sus cuotas en el Consumo Final rebajadas tanto con respecto al Consumo Interior Bruto. El gas con el 15,4% no se ve influenciado de manera tan pronunciada. Y, como podemos ver, el petróleo se utiliza para la generación de la electricidad sólo de manera muy minoritaria, por lo que ésta no repercute tanto en los cambios de sus cantidades. (Las rebajas más bien se deben a los procesos de transformación en las refinerías, para su posterior utilización principal en el transporte.) Y finalmente está la energía nuclear, que para la generación de la electricidad en la UE es la segunda más importante después de las RES, con el 27,5% de cuota. La energía nuclear entonces, obviamente, está utilizada en su totalidad para la generación de energía eléctrica (por lo tanto, en el Consumo Final ni figura).

**Tabla 6) Generación de electricidad, EU - por fuente de energía (2014, en Mtoe y %):**

Gross Electricity Generation BY FUEL							
2014							
TWh	Gross Electricity Generation	Solid Fuels	Nuclear	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes non-RES
EU-28	3 190.7	808.7	876.3	930.9	490.1	57.4	22.6
Share (%)	100.0 %	25.3 %	27.5 %	29.2 %	15.4 %	1.8 %	0.7 %

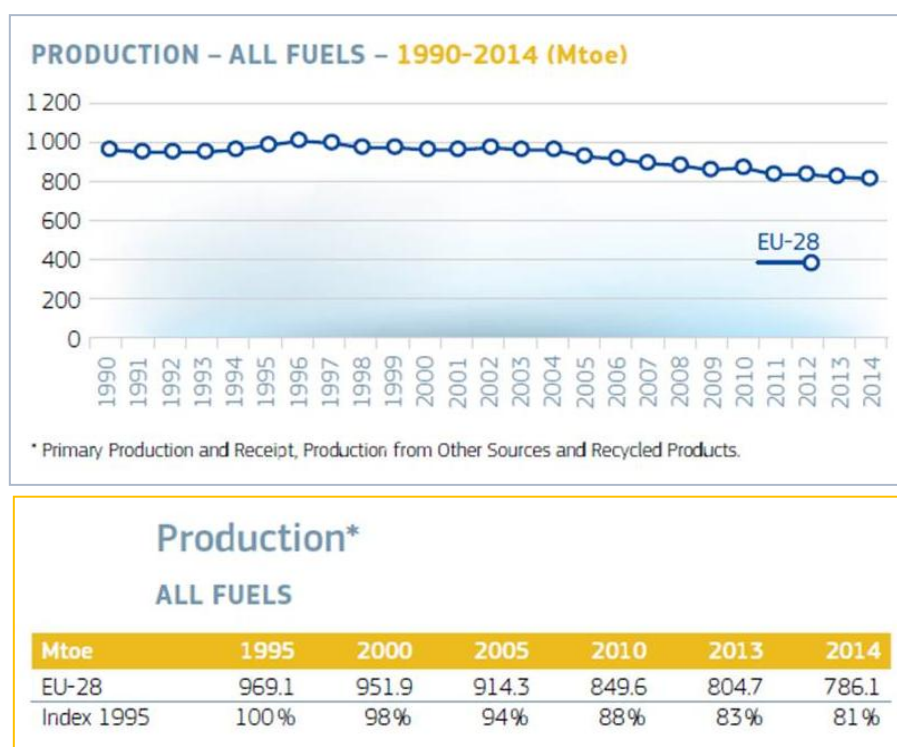
Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

### **1.3) La producción decreciente, la tasa de dependencia en aumento:**

Después de haber analizado el consumo de energía en la Unión Europea, en este apartado se procederá al análisis de otras variables, que son igualmente importantes para hacernos la idea de la situación energética real en la que la UE se encuentra. Primero se verá la producción energética (es decir, producción de fuentes de energía autóctonas). Y una vez ya conocidos los patrones del consumo, de allí fácilmente podemos averiguar el resultado - la siguiente variable a estudiar serán las importaciones. Con éstas necesariamente tiene que cubrirse la energía consumida y que no se ha producido dentro del territorio europeo. De allí llegamos a la tasa de dependencia energética exterior, que es la medida que muestra hasta qué punto un país depende de las importaciones con el fin de satisfacer sus necesidades energéticas.

Como ya se mencionó en la Introducción, la **producción** energética europea se encuentra en unos niveles muy bajos, y éstos siguen bajando todavía más con el paso del tiempo. En la Figura nº 7 se muestra la evolución de la producción de todas las fuentes de energía europeas, desde 1990 hasta el último año para el que se dispone de datos, es decir para 2014. Y las cifras detalladas para varios años seleccionados.

**Figura 7) Producción de energía - todas las fuentes, UE (1990 - 2014, en Mtoe):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Como se puede ver, en el primer tramo, aproximadamente de 1990 a 1996, la curva va ligeramente en aumento, con lo cual en estos años la producción energética está creciendo. Pero aun así, vemos que la cifra máxima que se ofrece para el año 1995 es de 969 Mtoe producidos. (Lo cual no llega a cubrir ni de lejos los 1.675 Mtoe del Consumo Interior Bruto para el año en cuestión.) Y desde este momento, la curva sigue con la tendencia a la baja hasta la actualidad, hasta llegar a los 786 Mtoe producidos en 2014. (A saber, el Consumo Interior Bruto en 2014 era de 1.606 Mtoe.) La conclusión está clara - la producción energética de la UE está muy por debajo de las necesidades energéticas que tenemos, y además todavía sigue disminuyendo.

La producción también se puede desglosar por las distintas fuentes de energía. En la Tabla nº 7 están los valores correspondientes a 2014 para las principales fuentes de las que disponemos.

**Tabla 7) Producción - por fuente de energía, UE 2014 (Mtoe y %):**

Production*						
BY FUEL						
2014						
	Nuclear	Solid Fuels	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes, Non-Renewable
Mtoe						
EU-28	226.1	150.0	195.8	117.3	84.5	12.4
Share (%)	28.8 %	19.1 %	24.9 %	14.9 %	10.7 %	1.6 %
* Primary Production and Receipt, Production from Other Sources and Recycled Products.						

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

En primer lugar aparece la energía nuclear, como la más importante en cuanto a los Mtoe producidos, los cuales se sitúan en 226. Por igual está la cantidad respectiva del Consumo Interior Bruto, por lo que, en cuanto a la energía nuclear, se puede constatar que estas dos partidas están equilibradas. (Hecho bastante obvio, teniendo en cuenta que la energía nuclear se transforma en las centrales de generación eléctrica. Otra cuestión es la procedencia del combustible nuclear.) La energía nuclear entonces, con los casi 29% registrados, está a la cabeza

de la producción energética europea. De la energía nuclear nos vamos a ocupar con más detalle en el Capítulo 4.

La siguiente fuente más importante procede de las energías renovables (RES). Las RES representan el 25% de la producción energética de la UE, y 196 Mtoe. En este caso podemos hacer una observación parecida a la de la energía nuclear - el Consumo Interior Bruto registra 201 Mtoe, por lo que casi la totalidad de la energía renovable consumida también se ha producido dentro de la UE. Las RES se tratarán con más detenimiento en el Capítulo 3 de la Tesis.

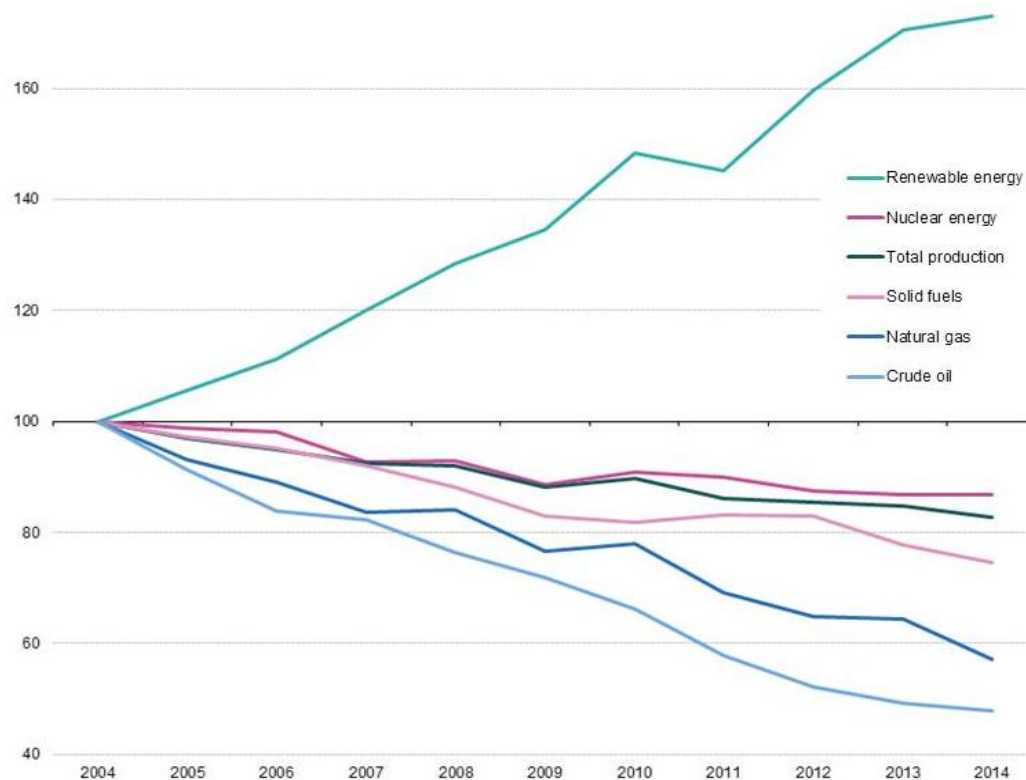
El tercer puesto lo ocupa el carbón (y las demás fuentes sólidas), que es la única de las fuentes fósiles que se encuentra en el territorio de la UE de manera más o menos mencionable. Representa el 19% de la producción europea, lo que corresponde con 150 Mtoe en 2014. Pero teniendo en cuenta que se han consumido 268,5 Mtoe brutos anuales, la diferencia se hace muy significativa (aun siendo el carbón una fuente que no ocupa el primer plano en el “mix energético”). Del carbón se hablará más en el Capítulo 2 de la presente Tesis.

Al gas natural le corresponde el 15% de la producción energética de la UE, lo que supone 117 Mtoe producidos en 2014. Esto no es mucho, sabiendo que este mismo año se han consumido 343 Mtoe brutos. El gas natural, por lo tanto, es una fuente que se presenta bastante problemática, comparando lo que producimos con lo que necesitamos para cubrir la demanda. Del gas natural nos ocuparemos también en el Capítulo 2 de la Tesis.

Y finalmente el petróleo es la fuente de energía que más complicaciones acarrea para la UE. En 2014 se han producido tan solo 84,5 Mtoe dentro del territorio comunitario (el 10,7% de la producción), y sin embargo se han consumido 553 Mtoe brutos en el mismo año. En este caso la diferencia entre lo que necesitamos y de lo que disponemos, ya es abismal. Al petróleo y a los problemas que esta fuente de energía conlleva se dedicará el Capítulo 2, junto con las demás fuentes fósiles.

Por último, es de interés ver la tendencia de la producción energética de la UE presentada por Eurostat (Gráfico nº 8), también desglosada por fuente de energía. Allí se confirma la difícil situación actual, y se subraya cómo en los últimos 10 años la producción de las fuentes fósiles está cayendo. La única fuente que presenta una tendencia muy positiva, son las RES, que cobran cada vez más protagonismo e importancia. A cambio el petróleo está tocando niveles muy marginales y su trayectoria sigue decreciendo.

**Gráfico 8) Evolución de producción de energía primaria - por fuente de energía, UE (2004 - 14):**



Source: Eurostat (online data code: nrg\_100a)

Nota: 2004 = 100%.

Fuente: Eurostat - Statistics Explained

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Development\\_of\\_the\\_production\\_of\\_primary\\_energy\\_\(by\\_fuel\\_type\),\\_EU-28,\\_2004%E2%80%9314\\_\(2004\\_%3D\\_100,\\_based\\_on\\_tonnes\\_of\\_oil\\_equivalent\)\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Development_of_the_production_of_primary_energy_(by_fuel_type),_EU-28,_2004%E2%80%9314_(2004_%3D_100,_based_on_tonnes_of_oil_equivalent)_YB16.png)

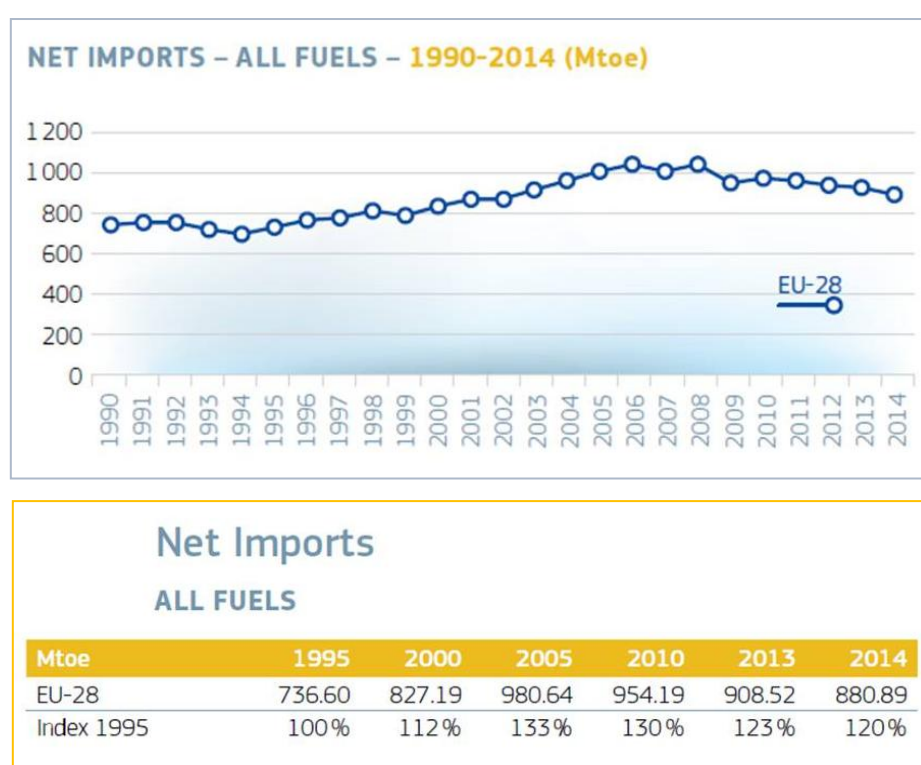
Vistos los datos del consumo y de la producción de fuentes de energía en la UE, a continuación lógicamente será necesario analizar las **importaciones** energéticas. Y claro está, todas las cantidades que figuran en la partida del Consumo Interior Bruto, y que no se llegan a producir dentro del territorio europeo, necesariamente tendrán que ser importadas.

En la Figura nº 8 se nos presenta la evolución de las importaciones energéticas desde 1990 a 2014, expresadas gráficamente. La curva tiene tendencia ascendente aproximadamente hasta 2008, con dos excepciones, que son los años 1994 y 2006, donde se registra una bajada. Por lo demás, las importaciones en este período aumentan continuamente cada año. El punto de

inflexión aparece en 2008, con una caída importante de las importaciones energéticas en 2009 - coincidiendo con el inicio de la crisis económica. Desde entonces la curva que expresa las importaciones está bajando, aunque ya no de manera tan abrupta, reflejando el decreciente consumo energético que presenciamos al mismo tiempo. Pero aun así las importaciones siguen bastante por encima del nivel registrado en 1990. (A pesar de que el consumo ya está por debajo de estos niveles.)

Observando las cifras que se ofrecen para varios años seleccionados, podemos confirmar la tendencia con números concretos. En el año 1995 se importaron 737 Mtoe de todas las fuentes de energía en conjunto, y entonces los valores son mayores para cada año medido, hasta los 981 Mtoe máximos registrados en 2005. Las siguientes cifras para los años posteriores ya son más bajas y siguen esta senda hasta bajar a los 881 Mtoe importados en 2014. (Lo cual sigue siendo un valor muy alto.)

**Figura 8) Importación neta a la UE - todas las fuentes de energía (1990 - 2014, Mtoe; %):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Si acudimos a las estadísticas de Eurostat (Tabla nº 8), podemos comparar las cifras anteriormente vistas también con los valores para otros años. Por ejemplo, esta secuencia de datos incluye el año 2008, que es el año con más importaciones registradas (aunque está casi a la par con el año 2006), las cuales ascienden a 1.014 Mtoe, que es una cifra realmente muy alta.

**Tabla 8) Importaciones netas de energía primaria, EU 2004–14 (ktoe):**

	(thousand tonnes of oil equivalent)					
	2004	2006	2008	2010	2012	2014
<b>EU-28 (*)</b>	<b>939 420</b>	<b>1 013 992</b>	<b>1 014 220</b>	<b>954 191</b>	<b>923 010</b>	<b>880 892</b>
Belgium	53 623	52 793	55 638	53 592	46 187	47 070
Bulgaria	9 175	9 352	10 362	7 078	6 600	6 147
Czech Republic	11 634	12 873	12 677	11 447	10 844	12 590
Denmark	-9 835	-7 822	-4 214	-3 253	-473	2 259
Germany	211 021	215 396	207 089	201 690	196 766	194 207
Estonia	1 657	1 664	1 530	867	1 110	625
Ireland	13 823	14 309	14 321	13 212	11 784	11 683
Greece	24 775	24 911	25 595	21 828	19 873	17 404
Spain	115 141	123 898	122 285	106 337	99 662	90 661
France (†)	141 295	141 826	138 988	132 143	125 164	115 385
Croatia	4 998	4 771	5 390	4 393	4 338	3 587
Italy	158 893	163 669	156 494	149 460	133 190	116 122
Cyprus	2 442	3 001	3 069	2 944	2 627	2 291
Latvia	3 255	3 308	2 880	2 220	2 692	1 899
Lithuania	4 352	5 381	5 413	5 668	5 797	5 225
Luxembourg (‡)	4 609	4 638	4 515	4 505	4 349	4 073
Hungary (†)	15 949	17 207	16 835	14 965	12 220	14 056
Malta	1 903	1 664	1 879	2 362	2 185	2 051
Netherlands	32 016	38 221	34 011	30 139	28 787	30 228
Austria	23 606	24 928	23 603	21 571	21 421	21 537
Poland	13 248	19 011	29 695	31 534	29 912	27 045
Portugal	23 024	22 527	21 643	18 588	18 119	16 262
Romania	11 936	11 920	11 293	7 827	8 017	5 500
Slovenia (‡)	3 749	3 828	4 309	3 580	3 631	3 007
Slovakia	12 518	12 048	11 791	11 263	10 045	9 856
Finland	20 536	20 409	19 707	17 868	16 119	16 919
Sweden	19 505	18 983	19 016	19 294	14 749	15 991
United Kingdom	10 575	49 279	58 407	61 071	87 297	87 218

Fuente: Eurostat - Statistics Explained; a partir de:

[http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Net\\_imports\\_of\\_primary\\_energy\\_2004%E2%80%9314\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Net_imports_of_primary_energy_2004%E2%80%9314_YB16.png)

En la tabla de Eurostat se distingue también entre los Estados miembros y aparecen las cantidades importadas por cada país. Vemos que en 2014 todos, sin excepción alguna, son importadores netos. (Anteriormente para Dinamarca aparecían números negativos, por lo que era un país exportador. Pero actualmente ya no es así e incluso Dinamarca tiene que importar energía en términos netos.) De los datos de la tabla resulta que tradicionalmente Alemania es el mayor importador europeo, con unos 194 Mtoe importados en 2014. Le siguen Italia y Francia, y en el cuarto puesto está España, con unos 91 Mtoe de energía importada. El Reino Unido sigue a



España de cerca y cierra el grupo de los cinco Estados miembros que más energía primaria importan.

Pero en todo caso, en los primeros puestos por volumen de energía importada, se encuentran los países más grandes y con más habitantes. (Con la excepción de Polonia, que a la altura de hoy todavía dispone de algunas fuentes autóctonas, por lo que no importa tantas cantidades de energía a pesar de ser un país grande.) Entonces para tener una idea más clara todavía, conviene desglosar las importaciones también por países de destino en relación con el número de habitantes que este país tiene (Tabla nº 9). De esta manera vemos que en relación con el tamaño de la población, los mayores importadores netos en 2014 fueron Luxemburgo (7,3 toe al año por habitante), Malta y Bélgica. Y el país que menores cifras al respecto registra, fue Rumanía.

**Tabla 9) Importaciones netas de energía primaria, EU 2004–14 (toe/habitante):**

	(tonnes of oil equivalent per inhabitant)					
	2004	2006	2008	2010	2012	2014
EU-28 (*)	1.9	2.0	2.0	1.9	1.8	1.7
Belgium	5.1	5.0	5.2	4.9	4.2	4.2
Bulgaria	1.2	1.2	1.4	1.0	0.9	0.9
Czech Republic	1.1	1.3	1.2	1.1	1.0	1.2
Denmark	-1.8	-1.4	-0.8	-0.6	-0.1	0.4
Germany	2.6	2.6	2.5	2.5	2.4	2.4
Estonia	1.2	1.2	1.1	0.7	0.8	0.5
Ireland	3.4	3.3	3.2	2.9	2.6	2.5
Greece	2.3	2.3	2.3	2.0	1.8	1.6
Spain	2.7	2.8	2.7	2.3	2.1	2.0
France (*)	2.3	2.2	2.2	2.0	1.9	1.7
Croatia	1.2	1.1	1.3	1.0	1.0	0.8
Italy	2.8	2.8	2.7	2.5	2.2	1.9
Cyprus	3.4	4.0	3.9	3.5	3.0	2.7
Latvia	1.4	1.5	1.3	1.1	1.3	1.0
Lithuania	1.3	1.6	1.7	1.8	1.9	1.8
Luxembourg (*)	10.1	9.8	9.2	8.9	8.2	7.3
Hungary (*)	1.6	1.7	1.7	1.5	1.2	1.4
Malta	4.7	4.1	4.6	5.7	5.2	4.8
Netherlands	2.0	2.3	2.1	1.8	1.7	1.8
Austria	2.9	3.0	2.8	2.6	2.5	2.5
Poland	0.3	0.5	0.8	0.8	0.8	0.7
Portugal	2.2	2.1	2.0	1.8	1.7	1.6
Romania	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3
Slovenia (*)	1.9	1.9	2.1	1.7	1.8	1.5
Slovakia	2.3	2.2	2.2	2.1	1.9	1.8
Finland	3.9	3.9	3.7	3.3	3.0	3.1
Sweden	2.2	2.1	2.1	2.1	1.5	1.6
United Kingdom	0.2	0.8	0.9	1.0	1.4	1.3

Fuente: Eurostat - Statistics Explained; a partir de:

[http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Net imports of primary energy, 2004%E2%80%9314\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Net_imports_of_primary_energy,_2004%E2%80%9314_YB16.png)



Las importaciones de fuentes de energía a la UE también pueden desglosarse por fuente de energía, lo cual vemos en la Tabla nº 10. El año para el que se dispone de datos es el 2011. Este año se importaron el total de 940 Mtoe de todo tipo fuentes (aunque, como ya sabemos, actualmente ya el volumen de las importaciones es algo inferior.) De estos 940 Mtoe más de la mitad corresponde al petróleo, concretamente el 58%. El gas natural fue el responsable del 28% de las toneladas importadas, mientras que el carbón (y las demás fuentes de energía sólidas) solo del 13%. Se ve que algunas reservas de carbón todavía hay en el territorio europeo, como veremos más adelante. Por último, se importó también algo de fuentes renovables, aunque el porcentaje es mínimo.

**Tabla 10) Importación neta a la UE - por fuente de energía (2011, en Mtoe y %):**

Net Imports						
By Fuel						
2011						
Mtoe	Net Imports	Petroleum and Products	Gases	Solid Fuels	Renewables	Electricity
EU-27	939.7	548.5	266.3	118.1	6.7	0.0
Share (%)	100 %	58 %	28 %	13 %	1 %	0 %

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2013*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013; ISBN 978-92-79-30194-0.

Una vez visto el consumo, a continuación la producción y consiguientemente las importaciones, el resultado de esta ecuación ya queda bastante claro. Por lo que la siguiente variable a analizar es la tasa de **dependencia energética** exterior. Esta variable refleja la capacidad del autoabastecimiento energético, es decir, el grado en que la UE depende de las importaciones para satisfacer sus necesidades energéticas. Se calcula utilizando la siguiente fórmula: importaciones netas / (consumo interior bruto + búnkers<sup>7</sup>). Entonces ahora vamos a analizar hasta qué punto la UE y sus Estados miembros dependen energéticamente de las importaciones.

<sup>7</sup> Búnkers - es decir, cantidades suministradas a buques de navegación marítima.

Primero será necesario ver cuáles son los valores, expresados en porcentaje, que la tasa de dependencia toma para el conjunto de la UE. En la Tabla nº 11 se muestra tanto la evolución de la tasa general de todas las fuentes, como los números para las distintas fuentes de energía, para varios años seleccionados desde 1995 hasta 2014. La dependencia energética total alcanzó en 2014 el 53,5%, es decir, más de la mitad de la energía consumida se tiene que importar desde el exterior. Hace 20 años la tasa de dependencia era unos 10 puntos porcentuales inferior, ya que en el año 1995 se registraba un 43%. Pero la tendencia al alza no se está deteniendo ni con la crisis económica, ni con las bajadas en el consumo, ni con los descensos en las importaciones, ni con las políticas de apoyo a la eficiencia energética. En este caso los valores siguen subiendo imparablemente.

**Tabla 11) Dependencia energética EU, evolución (1995 - 2014; %):**

EU-28 Energy Import Dependency						
BY FUEL – (%)						
	1995	2000	2005	2010	2013	2014
Total	43.1	46.7	52.2	52.6	53.1	53.5
Solid Fuels	21.5	30.6	39.4	39.5	44.1	45.6
of which Hard Coal	29.7	42.6	55.7	57.9	64.5	67.9
Petroleum and Products	74.1	75.7	82.1	84.5	87.4	87.4
of which Crude and NGL	73.0	74.4	81.3	84.6	88.0	87.9
Natural Gas	43.4	48.9	57.1	62.2	65.2	67.4

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Si miramos las distintas fuentes de energía por separado, resulta que mejor paradas quedan las fuentes sólidas, cuya tasa de dependencia está por debajo del 50%. Concretamente el 45,6% en 2014. Pero si pormenorizamos todavía más y separamos los valores sólo para el carbón, ya nos salen números bastante más altos. El 68% de dependencia para el carbón es una cifra importante. En ambos casos la tasa llegó más que a duplicarse en los últimos 20 años.

El gas natural queda sólo un medio punto porcentual mejor parado que el carbón. Actualmente se tiene que importar el 67,4% del gas que se consume en la UE. Hace veinte años se tenía que importar aproximadamente dos tercios de la cantidad actual.

Peor de todas las fuentes de energía queda el petróleo, que casi llega a rozar el 90% de dependencia - una cifra increíblemente alta. Concretamente, el 87,4% para el petróleo y sus derivados (*petroleum and products*), y medio punto más, el 87,9% para el petróleo crudo (*crude oil*)<sup>8</sup> y LGN (NGL)<sup>9</sup>. Esto significa que casi la totalidad del petróleo consumido dentro de las fronteras de la UE ha sido importado de fuera. Ya que, como se ha visto en el epígrafe anterior, tan solo 85 Mtoe de petróleo se produce en el territorio europeo y el resto tiene que importarse.

Estas tasas de dependencia tan altas presentan un grave peligro para la seguridad energética de la Unión Europea, puesto que la UE no es capaz de abastecerse a sí misma energéticamente ni a la mitad de sus necesidades. Y si cualquiera de los cauces de sus importaciones fallara, la UE se vería ante una situación de extrema necesidad, y sin ser capaz de proporcionar respuestas satisfactorias y válidas a medio plazo. (A muy corto plazo disponemos de mecanismos de seguridad energética que comprenden reservas obligatorias de fuentes de energía y de solidaridad entre los Estados miembros, como se verá en el siguiente apartado.)

Además, es interesante ver la evolución de la tasa de dependencia en la UE en los últimos años. Pero antes de eso, también es de interés ver qué proyecciones sobre la dependencia energética se hacían desde las instituciones europeas a principios del milenio. En el Gráfico nº 9, extraído del Libro Verde - *Hacia una estrategia europea para la seguridad del abastecimiento energético* de 2001, vemos cuál es la evolución que supuestamente se iba a presentar en los próximos 40 años, es decir desde 1990 hasta el año 2030.

---

<sup>8</sup> La diferencia entre "*petroleum*" y "*crude oil*" no queda tan patente, ya que en español no se distingue entre lo que es el "*petroleum*" y lo que es el "*oil*". En español estas dos variedades de la fuente de energía fósil se denominan genéricamente "petróleo". Por eso conviene recurrir a definiciones en inglés para hacernos una idea acerca del significado de cada uno de los términos.

*Petroleum in its natural form when first collected is usually named **crude oil**. Crude oil is a mixture of hydrocarbons that exists as a liquid in underground geologic formations and remains a liquid when brought to the surface. Than natural gases are dissolved in crude oil, to make petroleum.*

***Petroleum** is a mixture of hydrocarbons with the addition of certain other substances, primarily sulphur. This contains hydrocarbons with various molecular weights. The proportion of each compound in petroleum differs from place to place. Though petroleum largely contains crude oil, some amount of natural gases may dissolve in it.*

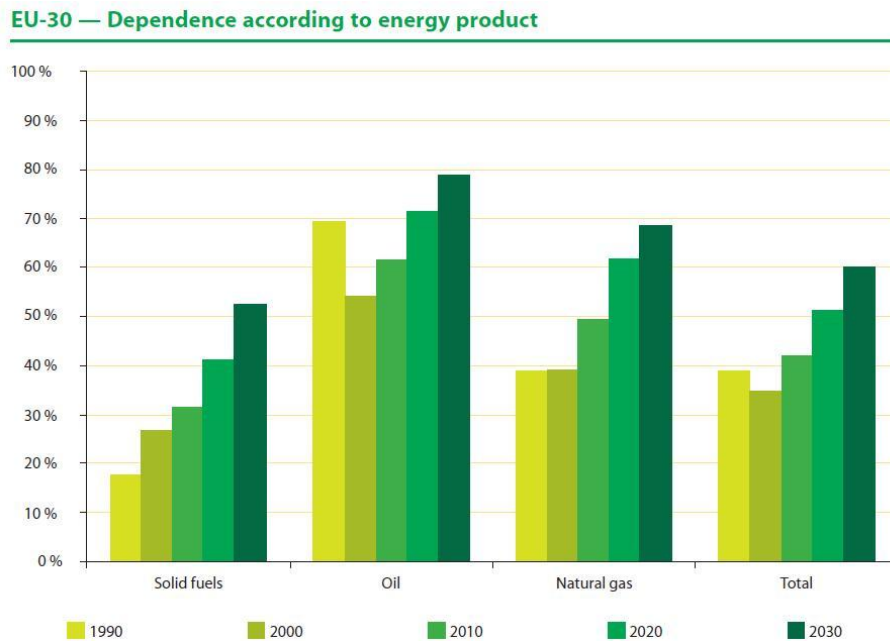
Elaborado a partir de:

<https://www.eia.gov/>, <http://www.petroleum.co.uk/>, <http://www.differencebetween.com/>.

<sup>9</sup> **NGL** = Natural Gas Liquids / en español **LGN** = Líquidos de Gas Natural. Se trata de producto petrolero primario, aparece en los yacimientos conjuntamente con el petróleo. Los líquidos de gas natural son mezclas de hidrocarburos líquidos, que son gaseosos a las temperaturas y presiones del yacimiento, pero son recuperables por condensación y absorción.

Para más información, véase los Glosarios en la parte final.

**Gráfico 9) Dependencia energética - previsión en 2001, EU 30 (1990 - 2030):**



Fuente: Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply; Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2001.

De este gráfico podemos leer que las previsiones hechas hace más de 15 años no eran nada optimistas, más bien dibujaban un escenario pesimista. Pero aun así se quedaron cortas comparándolas con la realidad energética, ya conocida a la altura de hoy. Actualmente podemos comparar las previsiones con las cifras reales en los tramos correspondientes para los años 2000 y 2010. (Ya estamos casi al final del penúltimo tramo, pero todavía no disponemos de datos para poder llegar a conclusiones al respecto.)

La tasa de dependencia total, de todas las fuentes de energía, se pensaba que iba a descender en 2000, y luego que iba a crecer hasta representar algo más del 40% para el año 2010. En el último peldaño que representa en año 2030, estaba previsto que íbamos a llegar a la cifra del 60% de dependencia energética total. (Error.)

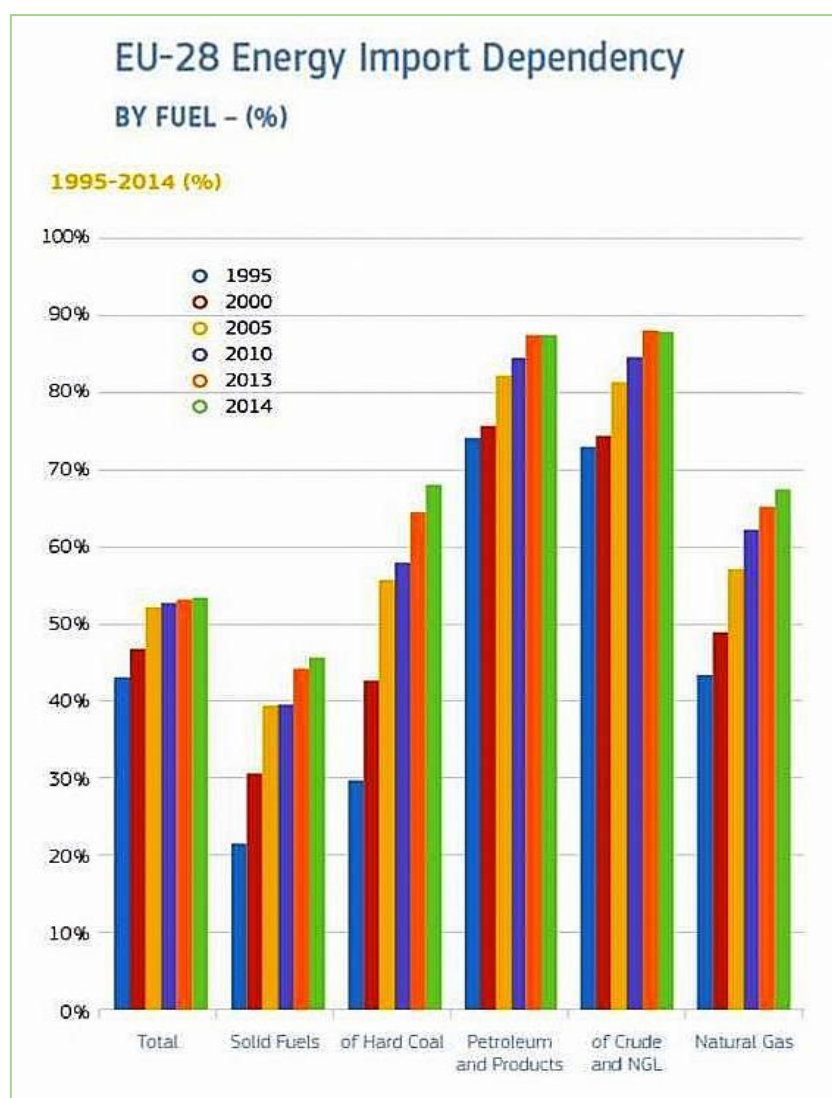
Igualmente, en el caso del petróleo se proyectaba un descenso primero, y luego una subida hasta llegar a algo más del 60% en 2010. Al final, en 2030, se preveía una tasa de dependencia de menos de 80%. (Error muy grande.)

Para el gas natural se creía que en los primeros 10 años no iba a haber cambios, pero que luego habría aumentos continuos de la tasa de dependencia para llegar en 2010 al 50%. Y finalmente que llegaríamos casi al 70% en 2030. (Error.)

Y para el carbón y las fuentes de energía sólidas la previsión era tal, que el crecimiento de la tasa de dependencia iba a ser desde el principio continuo, pero bastante empinado, llegando a doblar su valor inicial para el año 2020. En 2010 se preveía algo más del 30% y para 2030 algo más del 50% de dependencia. (También error.)

De los análisis previos ya queda obvio que las proyecciones hechas en el Libro Verde son erróneas, y eso casi en todos los puntos del estudio. Desgraciadamente, a peor. Para poder contrastar mejor las previsiones, hechas para unos 40 años, con la realidad para la que ya conocemos los datos, basta con acudir al Gráfico nº 10, presentado por la Comisión, que muestra la evolución real de la tasa de dependencia de 1995 a 2014.

**Gráfico 10) Dependencia energética EU, evolución - por fuente de energía (1995 - 2014):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Aquí el período medido es más corto, ya que cubre solo 19 años, respecto a los 40 años previstos en el Libro Verde. Pero aun así ya vemos claramente que las proyecciones a largo plazo se superaron incluso en un plazo medio y corto. Ya en el primer tramo del Gráfico nº 10, que representa los valores previstos para 2000, vemos que las expectativas no eran acertadas. No hubo ningún descenso ni en el caso del gas natural, ni en la tasa total. Ambas partidas crecieron en 2000, igual que lo siguen haciendo en todo el período. Ni tampoco para el gas natural se mantuvieron en 2000 los mismos valores que en 1990, porque sí que hubo crecimiento de la tasa de dependencia.

El año más cercano que podemos comparar es el 2010, ya que la proyección del Libro Verde no dispone de datos intermedios y hace el seguimiento por décadas completas. Entonces, la tasa de dependencia para todas las fuentes de energía en 2010 ha sido del 52,6%, mientras que se preveía sólo algo más del 40%. (Y, como sabemos, en 2014 hemos alcanzado el 53,5%.) Por lo que actualmente ya estamos superando los límites previstos para el año 2020.

En cuanto al petróleo, allí se preveía un descenso muy importante entre 1990 y 2000, cosa que obviamente no ocurrió, ya que en el año 2000 se registró casi un 76%, respecto a los 55% esperados. Y en 2010 la diferencia entre la previsión, que asciende ligeramente por encima del 60%, y la cifra real, que llega casi al 85%, es ya abismal. Actualmente, en 2014, la tasa de dependencia para el petróleo es de aproximadamente 88%, con lo cual ya estamos superando en más de 10 puntos porcentuales el máximo previsto para 2030. En este caso la previsión sí que no fue nada acertada y la realidad es mucho peor de lo esperado.

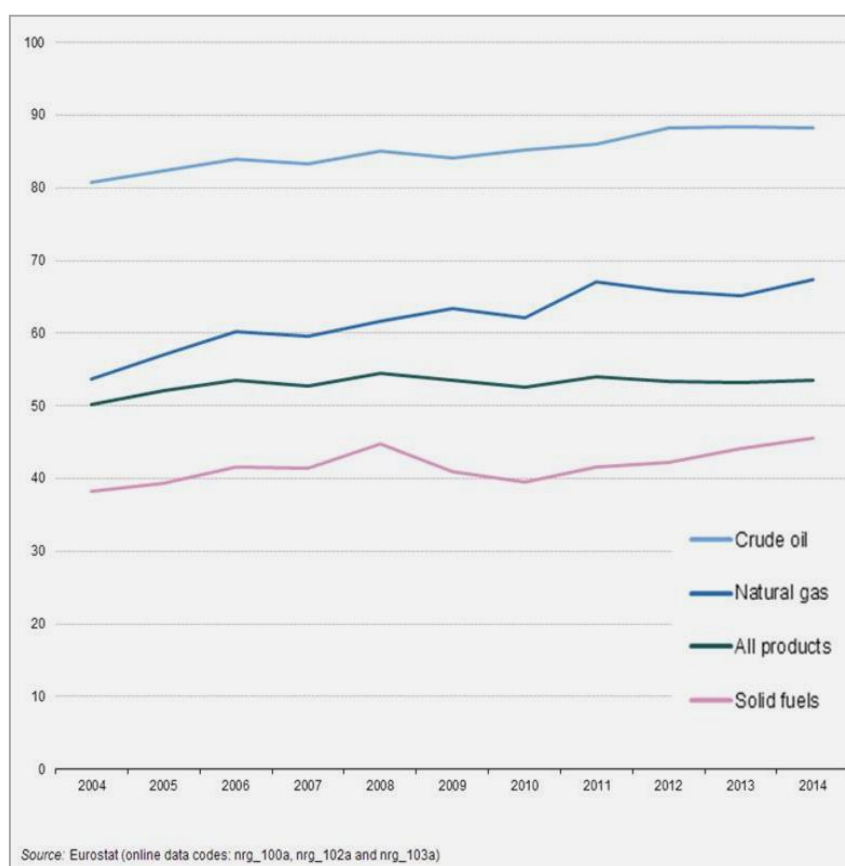
La trayectoria prevista para el gas natural tampoco llegó a cumplirse y el escenario real es mucho peor. Si bien para el año 2000 la tasa de dependencia no tenía que sobrepasar el 40%, en realidad llegó a rozar el 50%, con lo cual llegó a los valores previstos para 10 años más tarde. Sin embargo, en 2010 en realidad ya se sobrepasó el 60%. Y en la actualidad, con el 67,4% de dependencia, ya estamos a la altura de las expectativas para 2030. Con lo cual también llegamos al máximo proyectado bastante antes de lo esperado.

Y, por último, las fuentes de energía sólidas - aquí parece que el error ha sido menor que en los casos anteriores. También aparecen divergencias, pero ya no tan extremas. Para el año 2000 la cifra prevista supera por algún punto el 25%, y sin embargo la cifra registrada en realidad es unos 5 puntos porcentuales mayor, y se sitúa en los niveles esperados para 2010. Y en el año 2010 la diferencia entre las previsiones y la realidad crece, ya que la estimación marca ligeramente por encima del 30% de dependencia, mientras que la tasa real alcanza el 39,5%.

Entonces la diferencia entre la previsión y la realidad es de menos de 10 puntos porcentuales, con lo que el error en este caso no es tan grave como lo es para las demás fuentes de energía. Luego en 2014 se registra el 45,6% de dependencia, con lo que actualmente ya superamos los límites previstos para 2020 y estamos a mitad del camino hacia la cifra máxima prevista para 2030.

Y siguiendo con el análisis de la tendencia registrada de la tasa de dependencia energética de la UE, también podemos comparar los datos disponibles con la tendencia presentada por Eurostat (*Statistics Explained*). En el Gráfico nº 11, que describe la evolución de la tasa, tanto global como para las distintas fuentes de energía, vemos la trayectoria registrada para los últimos 10 años, es decir entre 2004 y 2014. Así podemos ver en resumen las cifras analizadas anteriormente, expresadas de manera gráfica.

**Gráfico 11) Tasa de dependencia energética, EU-28, 2004–14**  
 (% of net imports in gross inland consumption and bunkers, based on tonnes of oil equivalent):



Fuente: Eurostat - Statistics Explained

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Energy\\_dependency\\_rate, EU-28, 2004%E2%80%9314 \(%25 of net imports in gross inland consumption and bunkers, based on tonnes of oil equivalent\) YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Energy_dependency_rate,_EU-28,_2004%E2%80%9314_(%25_of_net_imports_in_gross_inland_consumption_and_bunkers,_based_on_tonnes_of_oil_equivalent)_YB16.png)



La tasa de dependencia exterior energética se registra también para cada Estado miembro por separado, por lo que la tasa se puede desglosar no sólo en función de las distintas fuentes de energía, sino también en función de los países. En la Tabla nº 12 aparecen los datos de la tasa de dependencia energética (de todas las fuentes de energía), para cada Estado miembro, registrados durante varios años, desde 1995 hasta 2014.

**Tabla 12) Tasa de dependencia energética, UE - todas las fuentes de energía (1995 - 2014, %):**

Energy Import Dependency						
Import Dependency – All Fuels *						
(%)						
Imports from Extra-EU	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28	43.1	46.7	52.2	52.6	53.1	53.5
Index 1995	100.0	108.3	121.1	122.2	123.3	124.1
Intra and Extra-EU Imports						
BE	80.8	78.1	80.1	77.9	77.4	80.1
BG	55.9	46.0	46.7	39.6	37.7	34.5
CZ	20.6	22.9	28.0	25.6	27.9	30.4
DK	33.4	-35.0	-49.8	-15.7	13.3	12.8
DE	56.8	59.4	60.4	60.1	62.6	61.6
EE	32.3	32.2	26.1	13.6	11.9	8.9
IE	69.5	84.8	89.6	86.6	89.3	85.3
EL	66.7	69.5	68.6	69.2	62.2	66.2
ES	71.7	76.6	81.4	76.7	70.4	72.9
FR	48.0	51.5	51.6	49.1	48.0	46.1
HR	36.1	48.4	52.5	46.6	47.0	43.8
IT	81.9	86.5	83.4	82.6	76.8	75.9
CY	100.5	98.6	100.7	100.8	96.4	93.4
LV	70.4	61.0	63.9	45.5	55.8	40.6
LT	63.1	59.4	56.8	81.8	78.3	77.9
LU	97.7	99.6	97.4	97.1	97.0	96.6
HU	47.9	55.2	63.1	58.2	52.1	61.7
MT	104.8	100.3	100.0	99.0	104.1	97.7
NL	20.0	38.1	38.0	30.3	26.1	33.8
AT	66.4	65.4	71.6	62.8	61.6	65.9
PL	-1.2	9.9	17.2	31.3	25.6	28.6
PT	85.3	85.1	88.6	75.1	72.9	71.6
RO	30.3	21.8	27.6	21.9	18.5	17.0
SI	50.9	52.8	52.5	48.6	46.9	44.6
SK	68.5	65.6	65.3	63.1	59.2	60.9
FI	53.6	55.1	54.2	47.8	48.5	48.8
SE	38.9	40.7	36.8	36.6	31.6	32.1
UK	-16.4	-16.9	13.4	28.4	46.4	45.5

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Si observamos la tasa para el año 2014, resulta que hay varios países con unas cifras realmente muy altas. Tenemos allí los casos extremos de Malta, Luxemburgo y Chipre, los cuales llegan casi al 100%, lo que significa que no disponen casi de ninguna fuente de energía propia y por poco tienen que importar toda la energía que necesitan para su funcionamiento. (En estos



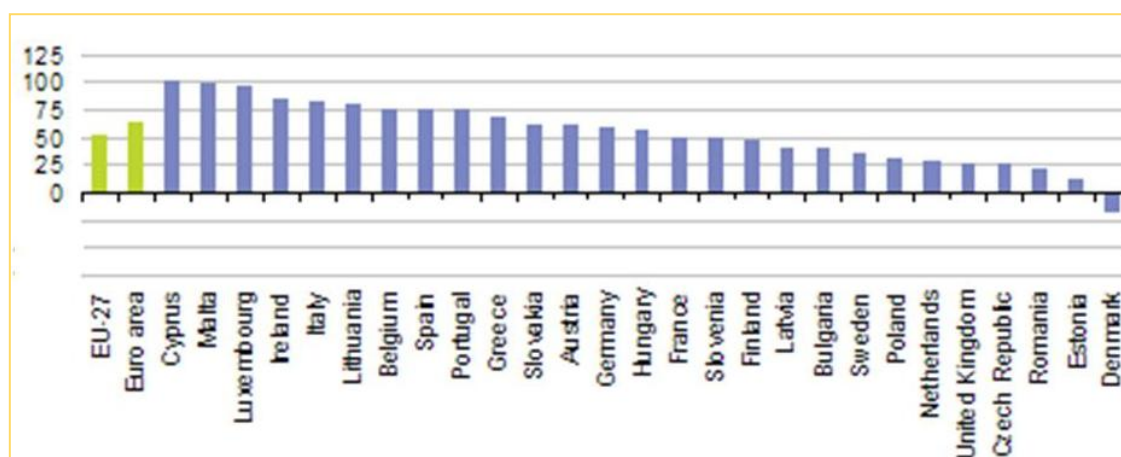
casos la explicación que se da para la disponibilidad de fuentes de energía cercana al cero, es sobre todo el tamaño de los países, y además para Malta y Chipre la insularidad.)

Luego aparecen muchos países, que ya no son un caso tan extremo como los tres arriba mencionados, pero cuya tasa de dependencia es también considerablemente alta. En total, en el año 2014 aparecen otros 11 Estados miembros que registran una tasa de dependencia por encima del 50% (en algunos casos muy por encima). Se trata de Irlanda (85%), Bélgica (80%), Lituania (78%), Italia (76%), España (73%), Portugal (72%), Grecia y Austria (66%), Alemania y Hungría (62%), y finalmente Eslovaquia (61%). Para estos países el tan alto porcentaje de la tasa de dependencia es realmente alarmante, ya que, en el caso de una eventualidad de interrupción del abastecimiento, llegarían a una situación de peligro muy grave.

Por su parte, Estonia es, con mucha ventaja, el país con menos dependencia energética registrada de todo el conjunto (9%), seguido por Dinamarca (13%) y Rumanía (17%).

En el Gráfico nº 12, publicado por Eurostat, vemos los países ordenados en función de su dependencia energética, registrada en el año 2010. Los mayores pecadores son básicamente los mismos, con algún intercambio de orden. La diferencia es que Dinamarca este año todavía aparece con signo negativo (igual que vimos en cuanto a las importaciones - hasta 2012 Dinamarca ha sido el único país exportador neto de la UE).

**Gráfico 12) Tasa de dependencia energética, UE - por países (2010, %):**



Fuente: Eurostat; Statistics Explained Archive, Vol. 4 — Agriculture, environment, energy and transport statistics; December 2012; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013; ISSN 1977-3951.

Aparte de estudiar la tasa de dependencia total para los distintos Estados miembros, es posible pormenorizar todavía más e incluir en el análisis también las cifras desglosadas por país y por fuente de energía. Con esto obtenemos una visión acerca de los volúmenes de cada tipo de energía que tiene que importar cada Estado miembro por separado, es decir hasta qué punto depende de las importaciones de cada fuente de energía.

En la Tabla nº 13, que contiene datos desglosados por países de la UE, vemos la tasa de dependencia para las fuentes de energía sólidas. Aparecen datos para varios años, desde 1995 hasta 2014. Como sabemos, actualmente la tasa para las fuentes sólidas es de 45,6% para el conjunto de la UE. Pero cabe ver, qué países tienen mayores dificultades con esta fuente de energía.

**Tabla 13) Dependencia energética, UE - fuentes de energía sólidas (1995 - 2014, %):**

Import Dependency – Solid Fuels*						
(%)						
* Negative Rate Indicates a Net Exporter. Values Over 100% Indicate Stocks Build Up						
Imports from Extra-EU	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28	21.5	30.6	39.4	39.5	44.1	45.6
Index 1995	100.0	142.6	183.6	183.9	205.5	212.6
Intra and Extra-EU Imports						
BE	108.9	91.3	101.3	97.9	95.3	102.3
BG	31.8	35.1	37.0	24.7	16.4	14.5
CZ	-25.5	-21.8	-16.1	-16.2	-11.6	-5.0
DK	117.9	94.9	94.4	69.4	90.7	105.2
DE	11.2	25.5	31.7	40.1	44.5	44.8
EE	8.4	9.1	0.8	-0.6	-0.1	0.2
IE	64.9	64.6	70.8	49.1	72.5	60.0
EL	11.0	8.5	4.1	5.1	3.2	2.9
ES	45.4	61.3	70.1	85.5	70.5	77.1
FR	56.8	86.4	94.5	101.0	93.4	98.6
HR	85.7	111.1	91.4	102.3	110.1	92.4
IT	105.9	104.6	99.4	101.0	96.1	98.7
CY	100.0	100.0	119.4	64.7		150.0
LV	61.6	46.2	93.9	102.8	87.7	76.7
LT	64.4	87.0	94.6	92.0	99.6	89.4
LU	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
HU	29.5	28.2	42.9	41.9	26.9	28.1
MT						
NL	97.9	102.0	101.5	121.7	111.5	108.9
AT	75.7	83.9	99.6	99.9	94.5	100.6
PL	-30.2	-29.1	-23.9	-5.2	-10.4	-8.7
PT	105.8	102.9	96.3	98.3	95.4	96.9
RO	26.5	25.6	33.4	17.6	18.9	17.4
SI	13.6	18.7	21.0	19.2	19.5	22.9
SK	76.7	80.2	88.4	75.7	80.6	83.3
FI	63.4	69.1	67.7	57.6	65.3	80.4
SE	95.4	98.3	97.2	102.2	82.4	94.7
UK	22.2	39.6	72.1	52.2	82.1	87.4

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

(Aquí, la cifra total se refiere a importaciones de fuera de la UE, y sin embargo las cifras para los distintos Estados miembros incluyen también importaciones que pueden recibir de otros países dentro de la UE. Las cifras que superan el 100% de tasa de dependencia significan que el país en cuestión ha procedido a la acumulación de existencias. Y los valores negativos son para los países que no dependen de esta fuente, sino que la exportan - ya sea dentro de la propia UE a otros Estados miembros, lo cual suele ser el cauce principal, ya sea fuera de la UE a terceros países.)

Lo que podemos ver a primera vista si observamos esta tabla, es que aparecen cinco Estados miembros que incluso superan la tasa de dependencia del 100% para las fuentes de energía sólidas. Esto significa que, por una parte carecen de cualquier producción de fuentes sólidas autóctona, y por otra parte además han estado acumulando su *stock*. Estos países son Chipre (que llega a la increíble tasa del 150%), los Países Bajos (109% de dependencia), Dinamarca (marca el 105%), Bélgica (registra el 102%) y Austria (101%). Luego está Luxemburgo, cuya tasa de dependencia es del 100%, lo cual es en última instancia lo mismo. Luego aparecen otros cinco países con una tasa superior al 90%, lo cual también es muy preocupante - Italia y Francia (99% en ambos casos), Portugal (97%), Suecia (95%), y Croacia (92%). Una serie de Estados miembros tienen la tasa de dependencia por encima del 50% (algunos muy por encima), como Lituania (con el 89%), el Reino Unido (con su 87%), Eslovaquia (83%), Finlandia (80%), España (77% de dependencia), Letonia (está casi por igual que España) e Irlanda (60%).

Aparecen solamente dos Estados miembros con el signo negativo, es decir, con exportación de fuentes de energía sólidas. (Aunque hay que decir que son cifras bastante pequeñas.) Se trata de Polonia (-8,7%) y la República Checa (-5%).

La siguiente magnitud a analizar, descifrada por países, es el gas natural. La Tabla nº14, con las tasas de dependencia del gas para cada Estado miembro de la UE, aparece en la siguiente página. Para recordar, la tasa general para el conjunto de la UE en 2014 ha sido del 67,4%. En el caso del gas natural, otra vez aparece un número de países que superan el 100% de dependencia, lo que significa que no disponen de reservas de gas natural en su territorio y además han estado acumulando las existencias. Se trata de Eslovaquia (105% de dependencia), España, Francia y Lituania (los tres llegan al 104%), Bélgica (101%). Pero luego aparecen de nuevo países que están aproximadamente en el 100% de dependencia, entre los cuales pertenece Portugal, Estonia, Suecia, Finlandia, Luxemburgo y Eslovenia. A continuación, una

serie de Estados miembros tienen sus respectivas tasas de dependencia por encima del 90%. En este grupo lidera Grecia que por poco llega al 100% también (concretamente el 99,3%), Seguido por Hungría (98%), Irlanda y Austria (97%), la República Checa (96%), Bulgaria (94%), y Alemania e Italia (que tienen por igual el 90%). Para todos estos Estados miembros la tasa de dependencia es realmente problemática, y en una eventual crisis de suministro, la situación del aprovisionamiento del gas natural podría llegar a ser muy seria y acarrear un grave peligro.

**Tabla 14) Dependencia energética, UE - gas natural (1995 - 2014, %):**

Import Dependency – Natural Gas *						
(%)						
* Negative Rate Indicates a Net Exporter. Values Over 100% Indicate Stocks Build Up.						
Imports from Extra-EU	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28	43.4	48.9	57.1	62.2	65.2	67.4
Index 1995	100.0	112.7	131.6	143.4	150.4	155.4
Intra and Extra-EU Imports						
BE	98.2	99.3	100.6	98.8	100.5	101.2
BG	99.5	93.6	87.7	92.7	92.8	94.0
CZ	98.0	99.8	97.8	84.8	100.2	96.3
DK	-47.2	-64.8	-113.9	-68.3	-23.3	-46.7
DE	78.6	79.1	79.6	81.2	86.9	89.8
EE	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
IE	3.6	72.1	86.7	95.5	96.8	96.5
EL	0.0	99.1	99.1	99.9	100.0	99.3
ES	97.4	101.6	101.4	99.4	98.6	103.5
FR	93.0	100.0	99.3	93.0	97.4	103.6
HR	11.6	41.0	23.7	18.1	31.9	28.6
IT	63.9	81.1	84.7	90.5	88.1	89.7
CY						
LV	98.9	101.9	105.6	61.8	115.5	72.1
LT	100.0	100.0	100.7	99.7	100.0	103.8
LU	100.0	100.0	100.0	100.0	99.6	99.5
HU	60.3	75.4	81.1	78.7	71.2	97.7
MT						
NL	-76.4	-49.1	-59.3	-61.6	-85.4	-73.1
AT	84.8	80.6	87.7	75.3	74.7	96.8
PL	64.6	66.3	69.7	69.3	74.2	72.0
PT		100.2	103.8	100.4	101.5	100.1
RO	24.9	19.8	30.1	16.8	11.8	5.0
SI	100.5	99.3	99.6	99.3	99.6	99.5
SK	86.8	98.8	97.5	99.9	95.3	104.8
FI	100.0	100.0	100.0	100.0	99.9	99.9
SE	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
UK	1.0	-10.7	7.0	37.9	50.1	45.0

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Finalmente, aparecen de nuevo solamente dos Estados miembros que aportan signos negativos, por lo que son exportadores del gas natural. Se trata de los Países Bajos (-73%) y

Dinamarca (-47%). (Pero a saber, en Dinamarca aparece un signo negativo para la tasa de dependencia del gas natural, por lo que obviamente exporta esta fuente de energía. Y resulta que exporta casi la mitad. Pero, como veremos más adelante cuando analicemos la producción autóctona por países en la UE, esto no quiere decir que en Dinamarca haya unas reservas del gas natural importantes. Más bien lo contrario - en 2014 se han producido sólo 4,2 Mtoe de gas natural. Pero dado que es un país pequeño y cuyo consumo no ha superado 2,8 Mtoe en este mismo año, Dinamarca no sólo que no registra dependencia de las importaciones, sino que además se ha podido permitir exportar una parte del gas que produce.)

La última fuente de energía a analizar en este epígrafe es el petróleo (y sus derivados). Como ya sabemos, la tasa de dependencia exterior del petróleo para todos los países de la UE en su conjunto ha sido del 87,4% en el año 2014. En este caso conviene hacer el estudio de las distintas tasas de dependencia de cada Estado miembro al revés - resaltando primero a los países que no superan el 90%. Porque en este caso, como resulta de la Tabla nº 15, en la categoría de los países extremadamente vulnerables con unas tasas cercanas al 100%, o por encima del 90%, pertenece la mayoría de los Estados miembros de la UE.

El único país que registra números negativos, es decir no depende de las importaciones de petróleo, sino que es un país exportador, es Dinamarca. Y es que en 2014 Dinamarca registra el -6,4% de tasa de dependencia. (Aquí vale lo mismo que en el caso del gas natural - no es que haya reservas grandes en Dinamarca, solo que se trata de un país pequeño que no llega a consumir lo poco que produce.)

Hay que mencionar también a los pocos Estados miembros que registran una tasa relativamente baja (con respecto a los demás Estados, no es que sea baja del todo). Aquí sobresale el Reino Unido, con una tasa del 42%. Y dos países más, que si bien llegan a superar el 50%, aun así es un hecho digno de mención. Se trata de Estonia (51,6%) y Rumanía (53,2%).

Luego aparecen 15 países que están entre el 90 y el 100% de dependencia exterior del petróleo. Entre dichos países pertenecen Bulgaria, la República Checa, Alemania, Irlanda, Grecia, Francia, Chipre, Lituania, Letonia, Malta, los Países Bajos, Austria, Polonia, Portugal, Eslovenia, Eslovaquia y finalmente Finlandia. Y cuatro países de nuevo superan el 100% de la tasa de dependencia, ya que han estado aumentando el nivel de sus existencias. Entre éstos pertenecen España y Suecia (con el 102% cada uno), Bélgica (101%), y Luxemburgo (100,5%).

**Tabla 15) Dependencia energética, UE - petróleo y sus derivados (1995 - 2014, %):**

<b>Import Dependency – Petroleum and Products *</b> (%)						
<small>* Negative Rate Indicates a Net Exporter. Values Over 100% Indicate Stocks Build Up</small>						
Imports from Extra-EU	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28	74.1	75.7	82.1	84.5	87.4	87.4
Index 1995	100.0	102.1	110.8	114.0	117.9	118.0
Intra and Extra-EU Imports						
BE	99.6	100.2	100.8	101.4	102.0	101.1
BG	99.6	95.4	102.2	101.1	103.9	97.9
CZ	98.0	95.3	97.5	96.5	96.4	97.6
DK	11.0	-80.8	-102.7	-43.4	-12.0	-6.4
DE	95.8	94.6	97.0	95.9	96.1	95.2
EE	80.2	77.4	70.8	57.5	60.0	51.6
IE	100.1	98.8	100.0	97.2	100.2	97.6
EL	98.4	100.2	97.7	98.6	94.6	99.8
ES	101.5	101.0	101.2	99.9	97.4	101.7
FR	96.9	99.5	99.3	97.7	99.0	98.5
HR	55.6	61.0	79.4	80.4	77.1	74.0
IT	93.3	96.1	91.8	93.5	90.7	88.6
CY	102.6	100.3	102.3	104.2	100.9	98.1
LV	102.6	94.8	102.2	94.4	100.3	92.4
LT	114.5	100.4	91.9	98.7	93.2	93.0
LU	98.2	102.1	99.4	99.4	100.3	100.5
HU	71.0	76.0	81.2	85.1	85.0	88.0
MT	104.8	100.3	100.1	99.3	104.6	98.3
NL	86.1	97.3	96.1	94.1	95.6	92.4
AT	89.3	89.1	91.6	89.9	92.5	92.0
PL	95.9	98.7	97.5	97.0	91.3	93.1
PT	100.6	99.4	102.3	97.5	96.3	96.6
RO	48.6	34.2	38.5	51.9	46.8	53.2
SI	97.8	101.5	101.2	99.2	97.3	97.7
SK	100.6	90.5	88.2	89.5	89.9	91.0
FI	94.6	103.5	98.4	89.4	104.4	94.8
SE	95.6	100.8	104.0	93.6	101.4	101.7
UK	-57.4	-54.9	-3.2	14.6	40.2	42.2

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Estos hechos suponen una situación de posible peligro para la continuidad del suministro en la UE. A continuación, en el siguiente epígrafe, se procederá, entre otros aspectos, a analizar la difícil situación de la seguridad del suministro. Y finalmente se verán algunas medidas emprendidas desde la UE para garantizar la seguridad del abastecimiento al máximo posible.

#### **1.4) La energía como un problema: seguridad, competitividad, sostenibilidad:**

En los apartados que acabamos de ver en las páginas previas se ha analizado la complicada situación energética en cuanto al consumo de energía (que sigue siendo, a pesar de los descensos registrados en los últimos años, muy alto), la producción de fuentes de energía autóctonas (que está a niveles muy bajos y sigue cayendo), las importaciones (que a pesar de que hayan parado de crecer y se detuvieron con la reducción de la demanda, siguen muy por encima del nivel de hace 20 años) y la consiguiente tasa de dependencia (que expresa hasta qué punto dependemos de las importaciones para satisfacer las necesidades energéticas internas - y resulta que dependemos de más del 53% y la cifra sigue aumentando).

Todos estos problemas últimamente se han hecho más que evidentes. Y con el paso del tiempo la situación todavía se está agravando, ya que las cifras que se alcanzan en los últimos años son realmente inéditas. Pero esto no quiere decir que con anterioridad la situación energética se desconocía o no se consideraba como un problema. La cuestión de la seguridad energética se está tratando desde hace décadas, ya que los representantes europeos son desde hace tiempo plenamente conscientes de que la dependencia de las importaciones energéticas es problemática en sí. Precisamente la seguridad energética es uno de los temas que ha estado en el centro de la atención y que ha estado presente en la mayoría de los documentos cruciales emitidos por las instituciones europeas, sobre todo a partir de la década de los 90.

Por la **seguridad** en cuanto a la energía se entiende sobre todo la seguridad del abastecimiento, es decir el acceso a fuentes de energía continuo, ininterrumpido, seguro, tanto en lo que se refiere a la procedencia de las fuentes que tienen que ser importadas, como a las vías de tránsito de éstas. (Claro está, el primer paso es el de reducir las importaciones, para depender de ellas menos. Pero mientras que haya la necesidad de importar cantidades de energía, lo más importante es garantizar que éstas lleguen siempre.) Entonces asegurar que el flujo de la energía importada sea lo máximo estable posible, es una prioridad. La segunda cuestión importante es el precio - que por supuesto tiene que ser el más razonable posible. El objetivo final de la seguridad energética es el de garantizar para todos los consumidores europeos el acceso a una energía segura y a precios asequibles.

Otro de los temas clave para la Unión Europea, relacionados con la energía y su utilización y gestión, es la **competitividad**. Y es que la competitividad de las economías, tanto de los distintos Estados miembros, como del conjunto de la UE, depende en una gran medida de



cuánto se paga por la energía. Eso tiene que ver por supuesto con los precios de la energía, pero también con la cantidad de ésta que se necesita para producir los bienes - a menor consumo menor factura, pero también a más eficiencia menor consumo. Por lo tanto, la competitividad está relacionada con la medida en la que seremos capaces de buscar respuestas a los retos de la configuración actual del suministro. Es decir, intentar no depender tanto de una energía externa y cuyo precio puede variar por razones ajenas a nuestra voluntad - ya sea reduciendo el consumo, utilizando sistemas y tecnología más efectivos, o recurriendo a otras vías alternativas de producción y generación. Y para la energía que tengamos que importar, pues que seamos capaces de negociar las mejores condiciones con los países proveedores. Esto se garantiza sólo si la UE protagoniza un papel fuerte en el escenario internacional, si actúa con decisión y si habla con una sola voz. Por lo tanto una política energética exterior coherente es una necesidad. Por otra parte, en la competitividad incide también, y no en menor medida, el hecho que dentro de la UE todos los consumidores, o productores de bienes, deberían tener acceso a la misma energía y a los mismos precios. Por lo tanto, la existencia y el efectivo funcionamiento del mercado común energético es otra necesidad para garantizar la competitividad europea. Que la energía fluya de manera estable hacia la UE, pero también que fluya sin barreras y restricciones dentro del territorio europeo, es un requisito básico para fortalecer la competitividad del conjunto.

Todo lo que se ha mencionado es cierto, pero todavía hace falta incluir en el cuadro una cuestión importante - el medio ambiente. Por lo tanto, la **sostenibilidad** es la tercera palabra clave que necesariamente tiene que formar parte de lo que son las prioridades europeas energéticas. Hace ya años que ha quedado patente que la utilización de las fuentes de energía fósiles, tal y como se configuraba tradicionalmente, supone una degradación medioambiental, ya que con la quema del carbón y del petróleo, sobre todo, se generan cantidades de CO<sub>2</sub> que contaminan la atmósfera y causan cambio climático y calentamiento global. Este hecho se tiene que detener, para eso no hay lugar de duda. Y la UE tiene que tomar iniciativa al respecto y ser un actor decisivo y resuelto en el escenario internacional, promover el uso racional de los recursos, incrementar la participación de las energías renovables, incentivar la implantación de tecnologías menos contaminantes, y dar un buen ejemplo a seguir al resto del mundo. Incluir el compromiso con el medio ambiente en las políticas europeas e incentivar a todo el resto de países a que hagan lo mismo, es una de las claves para la sostenibilidad a largo plazo. Sólo así es posible garantizar un nivel de vida sano, en un entorno limpio ahora y en el futuro.



En el ámbito de la energía, estos tres términos - **la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad** - han empezado a formar parte del discurso europeo hace años. Y es que desde hace años la gravedad de la situación salta a la vista, ya que no es posible obviar el hecho de que la economía europea depende en una gran medida de las condiciones en las que conseguimos importar la energía del exterior y del precio que se paga por ésta. Que al final los ciudadanos se ven afectados en su día a día por el mismo hecho, ya que el precio de sus facturas de luz y gas, igual que el precio de los bienes que compran, está directamente influenciado por el precio de las importaciones energéticas. Que una posible interrupción del suministro repercutiría en la seguridad energética, lo cual supondría una situación de peligro grave tanto para la producción como para la vida normal de los ciudadanos - si se cortara el suministro de gas y de petróleo, surgiría un grave problema para las industrias, para las plantas de generación de electricidad, para el transporte y para los hogares.

Tampoco es posible obviar que la continua quema de los hidrocarburos genera una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y que los impactos negativos los sufren los habitantes y la naturaleza de todo el planeta, ya que la atmósfera la compartimos todos. Y es que la degradación medioambiental, la polución, la desaparición de las especies, el cambio climático, el calentamiento global y las catástrofes naturales que surgen como consecuencia, tienen directamente que ver con el patrón de comportamiento y de consumo energético, tal y como se configura actualmente. Este hecho es igualmente peligroso que la posible crisis del suministro, por lo que el medio ambiente y la sostenibilidad deberían ser igualmente importantes que la cuestión de la seguridad de abastecimiento.

Y finalmente, tampoco es posible dejar de lado la configuración del funcionamiento y de la organización del sistema y del mercado energético europeo. Ya que, si éste es disfuncional, finalmente son los consumidores los que pueden sufrir comportamientos abusivos por parte de las empresas energéticas, altos precios y trato desigual. Pero también los pequeños o alternativos productores pueden sufrir del posible comportamiento anticompetitivo de las empresas, por ejemplo, en forma de trabas en el acceso a la red, por lo que, en consecuencia, de nuevo sufren los consumidores. Entonces la unificación del mercado energético europeo, bajo las mismas reglas y condiciones que garanticen el máximo grado de competencia, es una necesidad. Y con la unificación del mercado necesariamente tiene que ir unida también la unificación e interconexión física del sistema energético, ya que solamente de esta manera es posible que los flujos de energía sean realmente existentes y factibles en todo el territorio europeo. Sólo así se puede conseguir un mercado unificado y una competencia efectiva, así

como la resultante mayor competitividad del conjunto. Y, por supuesto, sólo con un sistema de redes interconectadas se puede asegurar la capacidad de reacción común ante una situación de crisis de suministro, gracias a un sistema de solidaridad entre los Estados miembros - con lo que volvemos de nuevo a la seguridad energética.

Como resulta evidente, los tres conceptos clave para la búsqueda de soluciones a los problemas energéticos - es decir, la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad - están íntimamente unidos. Y claro está, toda política energética debería aunar estas tres vertientes, debería constituir estos tres pilares y debería convertirlos en prioridades y ejes de toda acción. (Hablamos de *política energética*, pero para introducir de manera correcta, clara y descriptiva el término de la *Política Energética de la UE*, esperemos a la segunda parte, concretamente al Capítulo 5 de esta Tesis, que será dedicado monográficamente a esta particular cuestión.)

Entonces, los actores políticos al nivel comunitario, conscientes de los problemas que acarrea la difícil situación energética, y lejos de estar indiferentes ante toda la serie de cuestiones que ésta suscita, han estado intentando llamar la atención sobre dichos temas e incluirlos en las actuaciones acometidas desde la UE. Como veremos más adelante, ya desde la década de los 70 se estaban emitiendo Resoluciones del Consejo que trataban de buscar soluciones a parte de los problemas, sobre todo los conectados con la seguridad energética (dado por la crisis de precios de petróleo), pero mencionando ya también el medio ambiente o la integración del mercado energético.

Pero ha sido a partir del año 1995, cuando las iniciativas comunitarias adoptaron una nueva dimensión. Entonces se reunieron todas las preocupaciones relacionadas con el tema energético en un solo documento, en el Libro Blanco denominado *Política Energética para la UE*<sup>10</sup>. Se trata de un Libro Blanco, por lo tanto, de un texto atípico, emitido por la Comisión, que tiene por objetivo subrayar las dificultades y los desafíos relacionados con la energía, a los que la UE hacía frente entonces y a los que ya se preveía que en el futuro cercano sería necesario buscar respuestas conjuntas. Ya en este documento se tratan temas como la dependencia energética y la seguridad del abastecimiento, el mercado común energético y la competitividad, el medio ambiente y el desarrollo sostenible, pero sobre todo la necesidad de adoptar un enfoque común y crear una Política Energética para la UE.

---

<sup>10</sup> Libro Blanco COM (95) 682 final – *Política Energética para la UE*, del 13 de diciembre de 1995. Este Libro será objetivo de análisis más profundo en el Capítulo 5.3.2 de esta Tesis.

Entonces en el Libro Blanco por primera vez se han puesto dichas preocupaciones en común y se ha vertebrado el enfoque que conocemos actualmente - un enfoque integrado que tiene por objetivo buscar solución a los problemas energéticos de manera equilibrada y conjunta, sin dejar de lado a ninguna de las cuestiones importantes. Un enfoque basado en tres pilares - la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad. A partir de la publicación de este Libro, ningún documento importante olvida mencionar la seguridad del abastecimiento, la importancia de la integración del mercado energético, y el medio ambiente.

Pero ha sido a partir del año 2006, cuando la puesta en común de estos tres ejes de la Política Energética de la UE se ha materializado, ya que se ha publicado un documento que los reafirma y refuerza. Fue el Libro Verde denominado *Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*<sup>11</sup>, publicado por la Comisión en marzo de 2006. Este Libro, como su propio nombre indica, está dedicado monográficamente a la integración de todos los retos energéticos bajo un marco común, dándoles estructura y articulándolos en una estrategia conjunta. El objetivo de este Libro es el de señalar y llamar la atención de nuevo sobre los desafíos energéticos conocidos desde hace tiempo, e intentar buscar una solución integrada, para que la energía en la UE sea segura, para que la Unión Europea sea una economía competitiva y para que nuestro medio ambiente sea sostenible. Como bien dice el primer apartado del Libro:

*“Nuestros ciudadanos se ven afectados por la subida de los precios, las amenazas a la seguridad del suministro energético y los cambios en el clima de nuestro continente. La energía **sostenible, competitiva y segura** es uno de los pilares básicos de nuestra vida cotidiana.”*<sup>12</sup>

El equilibrio entre el desarrollo sostenible, la competitividad y la seguridad de abastecimiento, entonces es una necesidad. Y la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad, son a partir de ahora los tres pilares de la (entonces naciente) Política Energética de la Unión Europea.

Los retos que van detrás de cada uno de los tres pilares se pueden resumir de manera breve y esquemática con una serie de puntos y de conceptos básicos:

---

<sup>11</sup> Libro Verde COM (2006) 105 final - *Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*; del 8 de marzo de 2006. Este Libro será objetivo de análisis más detallado en el Capítulo 5.3.5 de esta Tesis.

<sup>12</sup> Libro Verde COM (2006) 105 final - *Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*; {SEC(2006) 317}; COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 8.3.2006; ES; pag. 4.

- **Competitividad:**

Adaptación a las necesidades del mundo globalizado – la UE tiene que unificar sus mercados de energía, buscar unas nuevas fórmulas de producción más eficientes energéticamente, desvincular el aumento de productividad del aumento de consumo de energía, apostar por el uso de nuevas tecnologías y crear empleo en este sector, fomentar la I+D+i y aumentar el gasto en esta partida, etc.

- **Seguridad del abastecimiento:**

Un suministro de energía ininterrumpido y a precios alcanzables para los consumidores – se trata de afrontar adecuadamente el reto de la dependencia de las importaciones energéticas del exterior. Las soluciones pasan por reducir (todavía más) el consumo de energía, aumentar la eficiencia energética, diversificar las fuentes de energía y las zonas de las que provienen para reducir el riesgo, apostar por las energías renovables, redefinir el papel de la energía nuclear, investigar en la búsqueda de nuevas soluciones (mejoras tecnológicas, descubrimiento de nuevas reservas y mejor aprovechamiento de las existentes, búsqueda de nuevas fuentes de energía - p. ej. energía de fisión nuclear), establecer buenas relaciones y acuerdos sólidos con países proveedores de fuentes de energía, crear una mejor infraestructura energética y lograr una red europea interconectada e interoperativa, diseñar medidas de crisis de suministro basadas en previsión y en solidaridad entre los Estados miembros, etc.

- **Sostenibilidad:**

Aunar el crecimiento y unos altos niveles de productividad con la protección del medio ambiente – la política energética tiene que ir de mano en mano con la política medioambiental. El consumo de los carburantes (ya sea en el transporte, en la industria o para la producción de la electricidad) supone emisión de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático, del calentamiento global y de la degradación medioambiental. Es imprescindible apostar por una energía más limpia y más verde (aumentando la participación de las energías renovables), con menos emisiones (reduciendo el consumo, aumentando la eficiencia y desarrollando tecnologías limpias de carbono), y más respetuosa con el medio ambiente.

### **1.4.1) Seguridad del abastecimiento (petróleo, gas natural y electricidad):**

Como acabamos de ver, la seguridad de abastecimiento es, junto con la competitividad y la sostenibilidad, uno de los tres pilares de la Política Energética Europea. Con la publicación del Libro Blanco de 1995, que dedica un capítulo a la gestión de dependencia energética exterior, y sobre todo del Libro Verde de 2000 sobre la seguridad del abastecimiento<sup>13</sup>, que fue dedicado monográficamente a este tema, y teniendo en cuenta que precisamente la seguridad de abastecimiento es uno de los problemas de mayor gravedad y asimismo de mayor dificultad de solución, se hizo más que evidente que las instituciones comunitarias tienen que actuar en este ámbito y poner en marcha medidas concretas al respecto.

Por todas las razones mencionados, la Comisión elaboró (y el Parlamento y el Consejo aprobaron) una serie de disposiciones, cuya finalidad es garantizar el abastecimiento de energía, tan seguro como es posible, para la Unión Europea. Dos Directivas y un Reglamento destacan por su importancia para la consecución de este objetivo comunitario: la Directiva 2005/89/CE sobre la seguridad de abastecimiento de electricidad, la Directiva 2009/119/CE sobre las reservas mínimas de petróleo, y el Reglamento (UE) Nº 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas.

La primera de las Directivas que serán objeto de análisis, es la **Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos**. Esta Directiva se inscribe en el marco de las actuaciones comunitarias cuyo fin es el de asegurar el suministro, obligando a Estados miembros a tener un nivel mínimo de reservas de petróleo para los casos de crisis. Dado que el petróleo sigue siendo actualmente la principal fuente de energía utilizada en la UE, y teniendo en cuenta el nivel de la dependencia exterior de petróleo de la UE (en 2014, según Eurostat, más del 87% del petróleo consumido en la UE proviene de importaciones), queda patente la necesidad de desarrollar medidas de crisis y establecer mecanismos de actuación en casos de repentina interrupción del suministro.

Conscientes de la importancia de tener un plan de crisis del suministro de petróleo, los mandatarios europeos han empezado a desarrollar medidas para prevenir la escasez puntual del suministro desde finales de los años 60. La primera actuación concreta que se emprendió fue la aprobación de la Directiva 68/414/CEE, por la que se estableció la obligación para los Estados

---

<sup>13</sup> GREEN PAPER - Towards a European strategy for the security of energy supply; COM(2000) 769 final; adopted on 29 November 2000.

miembros de constituir y mantener reservas de petróleo estratégicas de un nivel equivalente como mínimo a 65 días del consumo interior medio. Cuatro años después, la Directiva 72/425/CEE aumentó la obligación de reserva estratégica a un nivel equivalente a 90 días como mínimo – nivel en el que se mantienen las reservas obligatorias hasta el día de hoy. A continuación, la Directiva 98/93/CE desarrolló y reforzó las disposiciones de la Directiva 68/414/CEE. En el año 2006 se procedió a recodificar y fundir las Directivas anteriores en un solo texto, para conseguir mayor claridad, y se elaboró y aprobó la Directiva 2006/67/CE, la cual a su vez deroga los textos anteriores. Y en el año 2009 fue aprobada una nueva Directiva, la presente Directiva 2009/119/CE, la cual deroga las disposiciones anteriores, y que actualmente está en vigor.

Hasta finales de 2012, según la Directiva 2006/67/CE, las medidas referentes a las reservas mínimas de petróleo que tenían que aplicar los Estados miembros eran las siguientes:

- Los Estados miembros están obligados a establecer y mantener un nivel de reservas de productos petrolíferos equivalente, como mínimo, a 90 días del consumo interior medio registrado durante el año civil anterior.
- El cálculo del consumo interior diario se basa en las gasolinas para automóviles y los carburantes para aviones, los gasóleos, los combustibles para motores diesel, el petróleo purificado y los combustibles para reactores del tipo queroseno, y los fuelóleos.
- Los Estados miembros pueden deducirse hasta el 25% de la cuota mínima de reserva, en el caso de que dispongan de una producción petrolífera nacional.
- Los Estados miembros pueden conservar las reservas en el territorio de otro Estado miembro, mediante acuerdos intergubernamentales. El Estado miembro en el que se almacenan estas reservas tiene que garantizar su real disponibilidad en el caso de necesidad, y no debe incluirlas en sus estadísticas nacionales.
- Debe garantizarse la disponibilidad total y la accesibilidad inmediata de las reservas en los Estados miembros, de manera que sea posible reaccionar en caso de crisis de abastecimiento.
- Los Estados miembros deben comunicar a la Comisión la relación estadística de las reservas al final de cada mes, especificando el número de días de consumo medio del año civil anterior que representan dichas reservas.
- Los Estados miembros, ante dificultades de suministro, deben consultar previamente a la Comisión la retirada del petróleo de las reservas, salvo que se trate de casos de urgencia especial.

A partir de 31 de diciembre de 2012 se empezó a aplicar la nueva Directiva 2009/119/CE (actualmente en vigor), la cual cambió ligeramente el panorama e introdujo algunas obligaciones nuevas para los Estados miembros. Por ejemplo:

- Se cambió la definición del nivel de las reservas mínimas, detallando en el artículo 3 de la Directiva que éste corresponderá a *“un nivel total de reservas de petróleo equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno diario medio.”*<sup>14</sup>
- Ahora los Estados miembros también están obligados a presentar a la Comisión anualmente un informe sobre el inventario de las reservas de emergencia (localización de refinerías, depósitos, o instalaciones de almacenamiento y las cantidades almacenadas).
- Otra novedad es que los Estados miembros ahora pueden establecer entidades centrales de almacenamiento – una por cada Estado miembro y localizada en cualquier lugar de la UE – siendo ésta una organización sin ánimo de lucro dedicada a adquirir y gestionar las reservas nacionales.
- Y la última medida mencionable introducida en la Directiva 2009/119/CE, es la posibilidad de creación de reservas específicas a la que el Consejo invita (que no obliga) a los Estados miembros. Entre las reservas específicas se incluye por ejemplo etano, gasolina de automoción o de aviación, gasóleo diesel, queroseno, lubricantes, etc.

La segunda disposición relativa a la seguridad del abastecimiento de energía primaria que será objeto de análisis, es el Reglamento referente al suministro de gas natural. La importancia del gas para el suministro energético de la Unión Europea es crucial, ya que éste contribuye fundamentalmente a la generación de electricidad, pero también se utiliza para la calefacción, como materia prima para la industria, o como combustible para el transporte. Por lo tanto, el gas natural es fundamental, como uno de los componentes del suministro energético para la Unión Europea. Entonces poner en marcha y fortalecer los mecanismos de prevención y respuesta ante las posibles crisis de abastecimiento del gas, es imprescindible. Teniendo en cuenta estos factores, y también como respuesta a la crisis del gas entre Rusia y Ucrania durante el invierno de 2008-2009, se adoptó el **Reglamento (UE) nº 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del**

---

<sup>14</sup> DIRECTIVA 2009/119/CE DEL CONSEJO, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos; Diario Oficial de la Unión Europea; 9.10.2009; L 265/9 ES.

**suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.** (Con anterioridad ya estaba en vigor la Directiva 2004/67/CE del Consejo, de 26 de abril de 2004, relativa a unas medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural, la cual estableció por primera vez un marco legal a nivel de la UE para salvaguardar la seguridad del suministro de gas. Pero los sucesos a lo largo de la crisis del gas ruso-ucraniana demostraron que las disposiciones de dicha Directiva no eran suficientes.) Dicho Reglamento tiene por objeto garantizar la máxima seguridad del suministro de gas posible, asegurando la prevención de interrupciones del servicio. Pero, aparte de las medidas preventivas, hace falta tener preparada una estrategia en el caso de que la interrupción de suministro ocurra. Por lo tanto, el Reglamento comprende también una respuesta coordinada en caso de crisis, basada en la solidaridad entre los Estados miembros. Otro aspecto indispensable que se ha tenido en cuenta, es que el abastecimiento estable y continuo del gas natural, es una necesidad para que mercado interior del gas funcione correctamente, y viceversa.

*“La realización del mercado interior del gas y la competencia efectiva dentro del mismo ofrecen a la Unión el más alto nivel de seguridad del suministro para todos los Estados miembros (...) (Pero el presente Reglamento) también debe contemplar mecanismos de emergencia que puedan utilizarse cuando los mercados ya no puedan por sí mismos hacer frente adecuadamente a una interrupción del suministro de gas.”<sup>15</sup>*

El Reglamento insiste en que es necesario definir las funciones y las responsabilidades de los agentes implicados, por lo que en el artículo 3 se reparte la responsabilidad de la seguridad del suministro de gas de la siguiente manera:

*“La seguridad del suministro de gas es una responsabilidad compartida de las empresas de gas natural, los Estados miembros, en particular por mediación de sus autoridades competentes (las autoridades reguladoras nacionales), y la Comisión (...)”<sup>16</sup>*

Pero a la hora de una posible crisis del suministro del gas natural, lo más importantes es proteger a los consumidores, sobre todo a los más vulnerables - los llamados *clientes protegidos*. Entre los clientes protegidos pertenecen todos los hogares, y los Estados miembros pueden incluir también a las pequeñas y medianas empresas, los clientes que prestan servicios sociales

---

<sup>15</sup> REGLAMENTO (UE) No 994/2010 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (Texto pertinente a efectos del EEE); Diario Oficial de la Unión Europea; de 12.11.2010; L 295/1 ES.

<sup>16</sup> Ibidem, artículo 3 - Responsabilidad de la seguridad del suministro de gas.



básicos (como asistencia sanitaria y actividades de atención infantil, actividades educativas y otros servicios sociales, así como servicios indispensables para el funcionamiento del Estado), o las instalaciones de calefacción urbana.

Entre las medidas concretas en respuesta a las posibles situaciones de crisis del suministro de las que dispone el Reglamento, se encuentran las siguientes:

- Normas de infraestructura y normas de suministro: Las normas de infraestructura establecen los pasos a seguir en la eventualidad de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas. En este caso las infraestructuras restantes deberían ser capaces de satisfacer la demanda durante un día de demanda excepcionalmente alta de gas. En cuanto a la infraestructura, el Reglamento también requiere el establecimiento de flujos reversos en todas las interconexiones transfronterizas entre los países de la UE. Por su parte, las normas de suministro se refieren a la garantía del suministro para los clientes protegidos, en una serie de casos especiales - temperaturas extremas durante un período punta de siete días, demanda de gas excepcionalmente elevada durante un período de 30 días, interrupción de la mayor infraestructura unitaria de suministro de gas en condiciones invernales medias durante un período de 30 días.

- Evaluación de riesgos: Las autoridades competentes de cada Estado miembro están obligadas a hacer una evaluación completa de los riesgos que afectan a la seguridad del suministro de gas en su caso particular, y a facilitarla a la Comisión. Esta evaluación tiene que considerar:

*“todas las circunstancias y las repercusiones pertinentes nacionales o regionales, en particular el tamaño del mercado, la configuración de la red, los flujos reales, incluidos los flujos de salida del Estado miembro de que se trate, la posibilidad de flujos físicos de gas en ambas direcciones, incluida la eventual necesidad de reforzar en consecuencia toda la red de transporte, la existencia de instalaciones de producción y almacenamiento y el peso del gas en la combinación energética, en especial con respecto a la calefacción urbana y la generación de electricidad y el funcionamiento de las industrias (...)”<sup>17</sup>*

Partiendo de la consideración de estos supuestos, las autoridades competentes de cada Estado miembro deben elaborar varios escenarios de crisis, como por ejemplo una demanda excepcionalmente elevada, los problemas con el suministro causados por fallos en la infraestructura de transporte o de almacenamiento, y la interrupción del

---

<sup>17</sup> Ibidem, artículo 9 - Evaluación de riesgos, apartado 1b.

suministro ocasionada por los países proveedores. También se tienen que tener en cuenta las interconexiones transfronterizas, el acceso transfronterizo a las reservas almacenadas, y la capacidad bidireccional.

- Planes de emergencia y niveles de crisis: A partir de la evaluación de riesgos y de los escenarios de crisis proyectados, cada autoridad competente tiene que elaborar un plan de acción preventivo y un plan de emergencia nacional. En el plan de emergencia se tienen que especificar las funciones y las responsabilidades de cada uno de los agentes - las empresas gasísticas, los productores de electricidad, los consumidores industriales, y las autoridades reguladoras nacionales. Se tienen que especificar los procedimientos de transmisión de información, y las medidas detalladas a tomar en el caso de crisis e interrupción de suministro - tanto las medidas del mercado (por ejemplo los flujos reversos, mayor flexibilidad en la producción y en la importación, utilización de contratos interrumpibles, etc.), como las no basadas en el mercado para casos en los que el mercado en sí no sea capaz de gestionar el problema (por ejemplo el uso de las reservas almacenadas, la sustitución obligatoria del combustible, restricción de carga obligatoria, etc.)

Según el nivel de crisis se distingue entre tres niveles de alerta - la alerta temprana (se activa cuando existe información concreta, seria y fiable sobre hechos que puedan poner en peligro el suministro), la alerta (se activa en casos de interrupción del suministro o en los casos de una demanda puntual excepcionalmente alta, siempre que sea suficiente con la aplicación de las medidas basadas en el mercado), y la emergencia (se activa cuando se cumplen los supuestos de alerta, y cuando los mecanismos de mercado son insuficientes, por lo que hace falta recurrir a los mecanismos no de mercado).

También se distingue entre tres niveles de emergencia - la emergencia nacional (de un Estado miembro), la emergencia regional (cuando la crisis afecta a más de un Estado miembro de una región específica), y la emergencia de la Unión (cuando al menos dos autoridades nacionales lo exigen y cuando la Comisión considera que las razones para esas emergencias estén relacionadas entre sí).

- Grupo de coordinación del gas: Con el Reglamento se crea el Grupo de coordinación del gas, integrado por representantes de los Estados miembros (en particular de sus autoridades competentes), así como por la Agencia de Cooperación de los Reguladores

de la Energía, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (REGRT de Gas) y organismos representativos de la industria afectada y los clientes pertinentes. El Grupo se crea para facilitar la coordinación de las medidas, especialmente las adoptadas en los momentos de emergencia, pero también para coleccionar y proporcionar toda la información relevante acerca de la situación del gas. En estos casos, el Grupo deberá ser consultado y asistirá a la Comisión.

- **Transparencia e intercambio de información:** En el caso de una emergencia al nivel de un Estado miembro, las empresas de gas natural están obligadas a proporcionar diariamente a la autoridad competente la información sobre las previsiones de la oferta y la demanda, el flujo de gas diario, así como el número de días para los que se pueda garantizar el suministro de gas a los clientes protegidos. Si se declarase una emergencia al nivel de la UE, la autoridad competente tiene que reportar a la Comisión todos estos datos y además toda la información acerca de las medidas adoptadas y previstas al respecto.

La tercera de las disposiciones y la segunda de las Directivas que se analizan en este apartado dedicado a las actuaciones comunitarias referentes a la seguridad de suministro, es la **Directiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura**. Dicha Directiva tiene por objeto garantizar la seguridad del abastecimiento de electricidad, así como fomentar el correcto funcionamiento del mercado interior de ésta. Igual que en el caso del mercado del gas natural, para que el mercado interior de electricidad funcione correctamente, un alto grado de garantía de seguridad de abastecimiento de electricidad es una condición necesaria, como la Comisión destaca en las consideraciones preliminares de la Directiva. Por esta razón, por ejemplo, se ha establecido la obligación de servicio público a las compañías eléctricas. También, la inexistencia de políticas de seguridad de abastecimiento de electricidad, o la existencia de políticas divergentes a nivel de los distintos Estados miembros, puede generar distorsiones en el mercado eléctrico. Por lo tanto, la definición de las funciones y responsabilidades de todos los agentes que participan en el mercado eléctrico (ya sean los propios Estados miembros, las autoridades competentes, las empresas eléctricas, o los demás agentes), es necesaria.

Concretamente, para garantizar dichos objetivos, la Directiva 2005/89/CE pretende actuar en tres ámbitos - velar por la consecución de un nivel adecuado de capacidad de generación, por un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda, y un por nivel apropiado de interconexión entre los Estados miembros. Además, la Directiva pretende establecer un marco para la formulación de las políticas pertinentes por parte de los distintos Estados miembros.

*“Artículo 1.1: La presente Directiva establece medidas dirigidas a garantizar la seguridad del abastecimiento de electricidad, así como el correcto funcionamiento del mercado interior de la electricidad y a garantizar:*

- a) un nivel adecuado de capacidad de generación;*
- b) un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda,*
- c) un nivel apropiado de interconexión entre los Estados miembros para el desarrollo del mercado interior.”*

*“Artículo 1.2: La presente Directiva establece un marco en el cual los Estados miembros deben formular políticas de seguridad del abastecimiento de electricidad, transparentes, estables y no discriminatorias compatibles con los requisitos de un mercado interior de la electricidad competitivo.”<sup>18</sup>*

Los Estados miembros para alcanzar un alto grado de seguridad de abastecimiento de electricidad, por lo tanto, tienen que adoptar medidas, entre las cuales destacan por ejemplo la creación de un clima favorable para las inversiones, la definición de las funciones de las autoridades reguladoras o la publicación de toda la información pertinente para garantizar la transparencia. A la hora de elaborar las medidas necesarias para la puesta en marcha de estas políticas, los Estados miembros tienen que tener en cuenta la importancia de:

- garantizar la continuidad del abastecimiento de electricidad;
- garantizar un marco jurídico transparente y estable;
- estudiar las posibilidades de cooperación transfronteriza en relación con la seguridad del abastecimiento de electricidad;
- garantizar el mantenimiento y la renovación de las redes de transporte y distribución para mantener el rendimiento;
- diversificar la generación de electricidad para garantizar un equilibrio razonable entre los diversos combustibles;

---

<sup>18</sup> DIRECTIVA 2005/89/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura; Diario Oficial de la Unión Europea; 4.2.2006; L 33/22 ES.

- fomentar la eficiencia energética, las energías renovables y la adopción de nuevas tecnologías;
- reducir las repercusiones a largo plazo del crecimiento de la demanda de electricidad, etc.

A continuación, en el articulado de la Directiva, se prevén medidas para garantizar la seguridad operativa de la red por parte de los gestores de las redes de transporte, el mantenimiento del equilibrio entre la oferta y la demanda, la inversión en el mantenimiento o la renovación de las redes de transporte y de distribución, y finalmente la elaboración de informes para que la Comisión pueda evaluar la adecuación general de la red eléctrica para abastecer la demanda.

Como acaba de verse, las mencionadas Directivas referentes al establecimiento de niveles mínimos de reserva de petróleo de los Estados miembros, y a las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad, así como el Reglamento referente a medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas, contribuyen directamente y en gran medida a la consecución del objetivo comunitario de la seguridad de suministro – uno de los tres pilares de la Política Energética Europea, junto con la competitividad y la sostenibilidad.

## **Capítulo 2: Las fuentes de energía tradicionales - las fuentes fósiles y la energía nuclear**

Después de haber recorrido por las magnitudes de las principales variables energéticas - el Consumo Interior Bruto, el Consumo Final de Energía, la producción de fuentes autóctonas, las importaciones y la tasa de dependencia energética exterior - y después de haber estudiado la situación energética actual en la que la UE se encuentra, conviene dedicar más atención a las distintas fuentes de energía por separado.

En el segundo Capítulo de la Tesis vamos a proceder a analizar con más profundidad las fuentes de energía fósiles - el carbón, el petróleo y el gas natural. Veremos los números referentes a la producción europea y a las importaciones. Y a continuación también procederemos al análisis de la energía nuclear - su implantación en la UE, pero también el debate cerca del uso de la energía nuclear, que si bien surgió ya hace años, últimamente se acentuó tras el accidente de la central nuclear de Fukushima.

### **2.1) Carbón, petróleo y gas – los combustibles fósiles:**

Entonces en este epígrafe nos dedicaremos a analizar las fuentes de energía fósiles - el carbón, el petróleo y el gas natural - y estudiaremos la difícil y preocupante situación energética, en la que se encuentra la UE y sus Estados miembros. Primero, volviendo a las estadísticas relativas a la producción, veremos con más detalle las reservas europeas de las que disponemos, analizando la producción de fuentes primarias autóctonas por países. Luego miraremos con más detenimiento las reservas mundiales y los datos relativos a la importación del carbón, del petróleo y del gas natural hacia la UE por países de origen, para hacernos una idea sobre la procedencia de la energía importada. Y es que resulta ser necesario ver de dónde importamos los combustibles fósiles que consumimos, sobre todo por las implicaciones geoestratégicas que este hecho puede acarrear.

### **2.1.1) Las reservas europeas - la creciente escasez:**

Para empezar, cabe recordar rápidamente los datos acerca de la producción primaria de la UE en su conjunto y de las tres fuentes fósiles por separado, para a continuación ver las magnitudes para los distintos Estados miembros.

Como podemos observar en la Tabla nº 16, en el año 2014 se han producido en el territorio de la UE 786 Mtoe de todas las fuentes de energía primaria. Del total, 150 Mtoe pertenecen a las fuentes de energía sólidas, lo cual es el 19% de la producción primaria. (De éstas, solo 61,5 Mtoe representa el carbón, que es bastante menos que la mitad.) El gas natural ha registrado 117,3 Mtoe, que es el 15% del total. Y el petróleo representa el 10,7% de la producción, lo que corresponde con 84,5 Mtoe en 2014. (Y si miramos sólo el petróleo crudo y los líquidos de gas natural (NGL/LGN), la cifra es solo de 68 Mtoe.)

**Tabla 16) Producción de energía, UE 28 - por fuentes de energía (Mtoe, 1995 - 2014):**

European Union 28						
Mtoe, unless otherwise stated	1995	2000	2005	2010	2013	2014
<b>Production</b>	<b>969.1</b>	<b>951.9</b>	<b>914.3</b>	<b>849.6</b>	<b>804.7</b>	<b>786.1</b>
Solid Fuels	279.8	214.6	196.0	164.8	156.5	150.0
of which Hard Coal	174.9	120.7	100.1	74.7	64.8	61.5
Petroleum and Products	180.8	180.0	142.5	109.6	85.1	84.5
of which Crude and NGL	172.3	169.9	129.9	94.3	69.7	68.0
Gases	191.5	209.4	190.8	159.8	132.0	117.3
of which Natural Gas	191.0	209.2	190.7	159.8	132.0	117.3

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

En la Tabla nº 17 se muestran los datos completos acerca de la producción para el año 2014, descifrados por fuentes de energía - tanto la producción para el conjunto de la UE, como para los distintos Estados miembros.

Empezando con las **fuentes sólidas** - aquí desgraciadamente no se ofrecen datos separados para el carbón, por lo que esta partida incluye también el lignito.

**Tabla 17) Producción primaria, UE 28 - por países y por fuente de energía - fuentes sólidas, gases y petróleo (2014, Mtoe y %):**

Production*						
BY FUEL						
* Primary Production and Receipt, Production from Other Sources and Recycled Products.						
2014						
Mtoe	Nuclear	Solid Fuels	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes, Non-Renewable
EU-28	226.1	150.0	195.8	117.3	84.5	12.4
Share (%)	28.8%	19.1%	24.9%	14.9%	10.7%	1.6%
BE	8.69	0.00	2.86	0.00	0.99	0.66
BG	4.11	5.12	1.84	0.16	0.07	0.02
CZ	7.84	16.93	3.66	0.21	0.33	0.25
DK	0.00	0.00	3.14	4.16	8.09	0.42
DE	25.06	44.13	36.02	6.86	8.54	4.30
EE	0.00	4.58	1.19	0.00	0.80	0.07
IE	0.00	0.97	0.85	0.12	0.11	0.06
EL	0.00	6.38	2.33	0.01	0.11	0.02
ES	14.78	1.63	18.00	0.02	0.46	0.20
FR	112.59	0.19	21.00	0.02	1.89	1.24
HR	0.00	0.00	2.29	1.44	0.68	0.01
IT	0.00	0.06	23.64	5.86	6.10	1.16
CY	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	0.01
LV	0.00	0.00	2.37	0.00	0.00	0.01
LT	0.00	0.03	1.36	0.00	0.10	0.02
LU	0.00	0.00	0.12	0.00	0.00	0.03
HU	4.05	1.59	2.05	1.44	0.90	0.10
MT	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
NL	1.06	0.00	4.56	50.37	6.24	0.68
AT	0.00	0.00	9.37	1.09	0.91	0.70
PL	0.00	54.03	8.05	3.73	1.56	0.52
PT	0.00	0.00	5.85	0.00	0.09	0.15
RO	3.01	4.45	6.09	8.77	4.28	0.07
SI	1.64	0.82	1.18	0.00	0.01	0.04
SK	4.04	0.58	1.44	0.08	0.42	0.15
FI	6.08	1.60	10.07	0.00	0.67	0.24
SE	16.74	0.13	16.66	0.01	0.13	0.60
UK	16.44	6.79	9.70	32.93	41.02	0.67

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Entonces las fuentes sólidas son la fuente de energía primaria fósil de la que más disponemos dentro de la UE (aunque esto no quiere decir que estemos a niveles satisfactorios, porque, como hemos visto, si bien producimos 150 Mtoe anuales, consumimos casi 270 Mtoe). Si vamos por países, en la Tabla nº 17 vemos que el Estado miembro que más fuentes sólidas



produce, es Polonia, la cual genera una tercera parte de toda la producción europea, concretamente 54 Mtoe en 2014. Detrás de Polonia está Alemania, con 44 Mtoe producidos en este mismo año. En el tercer puesto por producción de fuentes de energía sólidas está la República Checa, cuya aportación ya es considerablemente menor, pero sus 17 Mtoe también cuentan. Luego las cifras bajan mucho y el Reino Unido, que es el siguiente país por producción, no llega a cubrir los 7 Mtoe. Después está Grecia, que genera solamente 6,4 Mtoe anuales. Y el último país que es capaz de producir más que 5 Mtoe es Bulgaria, cuya aportación se queda sólo muy ligeramente por encima de esta cifra.

Aparte de estos seis países productores, hay unos cuantos Estados miembros más que tienen alguna, por muy baja que sea, producción de fuentes sólidas. Entre éstos pertenece Estonia (4,6 Mtoe), Rumanía (4,5 Mtoe), ya bastante menos producen España, Hungría y Finlandia (1,6 Mtoe en los tres casos), por debajo de 1 Mtoe producido en 2014 se queda Irlanda y Eslovenia, y finalmente está Francia, Suecia, Italia y Lituania con una producción realmente mínima (sólo una fracción muy pequeña). Para el resto de Estados miembros aparece un cero en las estadísticas, con lo cual no disponen de ninguna reserva de fuentes sólidas autóctonas. Entre estos países sin producción de carbón pertenecen Bélgica, Dinamarca, Croacia, Chipre, Letonia, Luxemburgo, Malta, los Países Bajos, Austria y Portugal. Estos 10 países entonces dependen al 100% de las importaciones del exterior.

La siguiente fuente primaria de energía a medir es el **gas natural**. De algunas reservas de esta fuente de energía fósil también disponemos en el territorio europeo, pero los volúmenes ya son bastante menores que en el caso del carbón. Como ya sabemos, en 2014 se ha producido el total de 117 Mtoe de gas natural, lo cual realmente no es una cifra muy alta (sobre todo si tenemos en cuenta que se han consumido 343 Mtoe este mismo año). De los 117 Mtoe, casi la mitad se ha producido en un único Estado miembro - en los Países Bajos, que han registrado la producción de aproximadamente 50,4 Mtoe. Aparte de los Países Bajos hay otro Estado miembro con una producción de gas natural más o menos mencionable, que es el Reino Unido. Allí en 2014 se han producido 33 Mtoe de gas natural. Además de estos dos países, ya no hay ninguno que supere la línea de los 10 Mtoe producidos al año. Algunas reservas hay en Rumanía (aproximadamente 9 Mtoe se han producido en 2014), en Alemania (casi 7 Mtoe), en Italia (cca 6 Mtoe), en Dinamarca (4,2 Mtoe), o en Polonia (3,7 Mtoe). Luego las cifras son bastante más bajas - alguna producción se registra en Croacia y Hungría (1,4 Mtoe), y en Austria (1 Mtoe). Y finalmente hay también países con una producción mínima (pero algo sí que se registró en 2014). Entre estos Estados miembros pertenece la República Checa, Bulgaria e Irlanda; y hasta

en Francia, España, Grecia, Eslovaquia y Suecia hubo alguna producción marginal, por debajo de 0,1 Mtoe. El resto de los Estados miembros no dispone de reservas de gas natural, por lo que su producción ha sido 0. Son 10 países los que dependen en la totalidad de gas natural traído del exterior - Bélgica, Estonia, Chipre, Luxemburgo, Letonia, Lituania, Malta, Portugal, Eslovenia y Finlandia.

Y por último, procederemos al recorrido por las producciones autóctonas del **petróleo**, las cuales ya de antemano sabemos que son realmente escasas. En el año 2014 se han producido en el territorio de la UE solamente 84,5 Mtoe de petróleo (el 10,7% de la producción europea), lo cual es una cifra increíblemente baja (más todavía, teniendo en cuenta que este mismo año se han consumido 553 Mtoe brutos). En la UE realmente no se dispone de muchas reservas de petróleo. El único Estado miembro que registra una producción mencionable es el Reino Unido, que en 2014 ha producido casi la mitad de todo el petróleo de la UE, lo cual significa 41 Mtoe. Después ya no hay ningún otro Estado miembro que supere los 10 Mtoe al año. Unos cuantos países disponen de algunas reservas más o menos computables, como por ejemplo Alemania (8,5 Mtoe), Dinamarca (8 Mtoe), los Países Bajos (6,2 Mtoe), Italia (6,1 Mtoe), Rumanía (4,3 Mtoe), Francia (1,9 Mtoe) y Polonia (1,6 Mtoe). Luego en una serie de países se registra una producción marginal, que no supera 1 Mtoe, los cuales son Bélgica, Austria, Hungría, Estonia, Croacia, Finlandia, España, Eslovaquia, la República Checa, Irlanda, Grecia, Lituania, Bulgaria, Portugal, Suecia y Eslovenia. En el caso del petróleo hay sorprendentemente pocos Estados miembros que no disponen de ningunas reservas y registran el valor de la producción autóctona del cero. Se trata solamente de cuatro países, los cuales son Malta, Chipre, Luxemburgo y Letonia.

Entonces, vistos los datos, podemos concluir que el carbón y las fuentes de energía sólidas hay en Polonia, Alemania y en la República Checa; que el gas natural hay en los Países Bajos y en el Reino Unido; y el petróleo hay en el Reino Unido también. Luego en muchos de los Estados miembros existen algunas reservas de las fuentes fósiles, pero su volumen no llega a ser muy representativo. Y finalmente, en algunos Estados miembros simplemente no hay nada de fuentes de energía fósiles primarias en absoluto. De todos modos, el escenario no es muy positivo en cuanto a la producción de fuentes fósiles, ya que los valores registrados no llegan a cubrir ni de lejos las necesidades energéticas que la UE tiene.

### **2.1.2) Las reservas mundiales - de dónde importamos:**

La consecuencia de la escasez de las fuentes fósiles en el territorio de la UE, que acabaos de ver, es que la demanda existente tiene que estar cubierta necesariamente con energía importada. En el Capítulo anterior ya hemos visto las importaciones - tanto el volumen de las importaciones en general para toda la UE en su conjunto, referente a todas las fuentes de energía, como las cifras para los distintos Estados miembros. También hemos visto la tasa de dependencia - tanto la tasa global, como sus valores para las distintas fuentes de energía fósiles y para los distintos Estados miembros. Entonces ya sabemos cuánto importamos y ya sabemos cuáles son los Estados miembros que más dependen de las importaciones. Lo que necesariamente tiene que venir a continuación, es el análisis del origen de las importaciones a nuestro territorio. Entonces en este apartado se procederá a analizar cuáles son los principales países de origen de la energía que consumimos. Porque saber de dónde importamos es también una cuestión muy importante, sobre todo de cara al conocimiento de la situación real referente a la seguridad del abastecimiento.

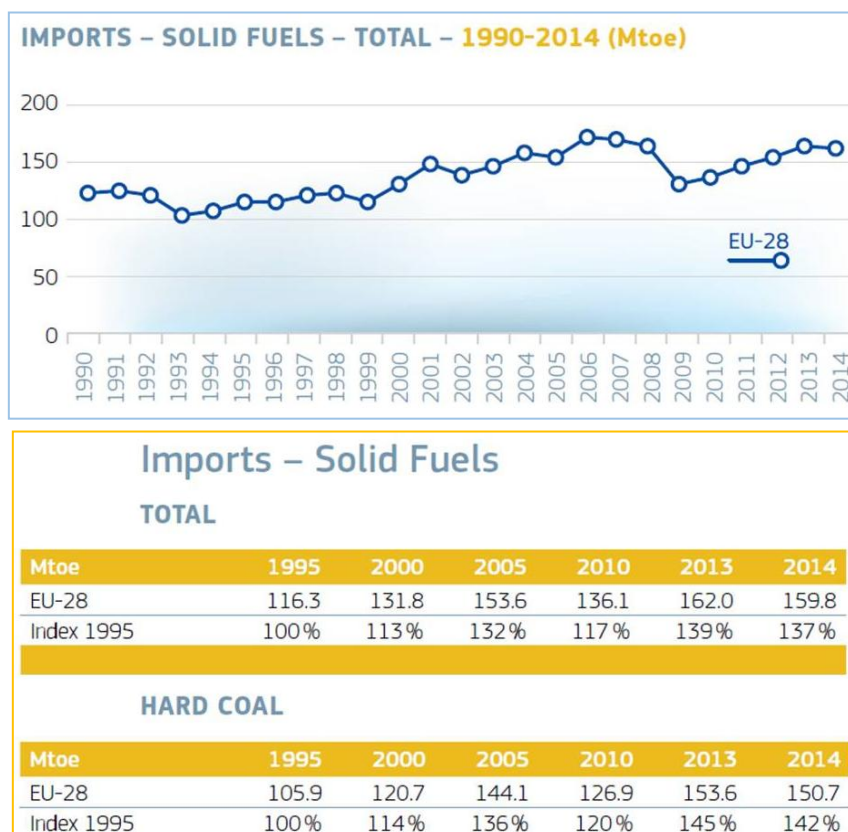
Entonces, cabe recordar que las importaciones netas de todas las fuentes de energía en su conjunto, si bien desde el inicio de la crisis económica han ido decayendo, actualmente siguen estando al 120% del volumen respecto al año 1995. En 2014 todas las importaciones energéticas a la UE han sido del valor de 881 Mtoe.

Y mirando más de cerca, en la Figura nº 9 podemos apreciar las importaciones del **carbón y de las fuentes de energía sólidas** hacia la UE. Vemos tanto la tendencia desde 1990 hasta 2014, como los valores concretos para varios años seleccionados desde 1995 hasta la actualidad (y en la tabla se nos ofrecen también las cifras sólo para el carbón por separado).

La evolución de las cantidades importadas de las fuentes sólidas ha sido algo discontinua, ya que, si bien la tendencia general ha sido (hasta el estallido de la crisis económica en 2008) al alza, se registran bastantes fluctuaciones. Aparecen caídas que contravienen a la tendencia, en los años 1993, 1999, 2002 y 2005. Luego la mayor caída está en el año 2009 respecto al año anterior, lo cual corresponde con el estallido de la crisis económica, como ya se ha dicho. Y desde entonces hasta 2013 otra vez estamos presenciando subidas en las cantidades importadas. En el año 2014 luego vuelve a aparecer un ligero descenso. Concretamente, en la actualidad se importan 160 Mtoe de fuentes sólidas, con lo cual estamos al 137% de las importaciones respecto al año base, que es el 1995. De estas cantidades solamente al carbón pertenecen 151 Mtoe, con los cuales estamos al 142% respecto a las importaciones del año

1995. (Entonces podemos deducir que el carbón representa aproximadamente el 94% de las fuentes de energía sólidas que se importan hacia la UE.)

**Figura 9) Importaciones a la UE, fuentes sólidas (1990 - 2014, en Mtoe; 1995 - 2014, Mtoe y %):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

En la Tabla nº 18 podemos ver las cantidades del carbón importado publicadas por Eurostat (aquí se registran los valores solamente para el carbón, y no para todas las fuentes sólidas) desglosadas por los países de origen, desde 2000 hasta 2010, medidas por millones de toneladas (Mt)<sup>19</sup>.

<sup>19</sup> Ojo, que en la Tabla nº 18 se trata de Mt - millones de toneladas (y no de Mtoe - millones de toneladas equivalentes al petróleo.) Por eso las cifras son mayores que las de la Figura de arriba (nº 9), ya que el petróleo tiene necesariamente un valor calorífico superior al carbón. Por ejemplo, en 2010 se registraron 127 Mtoe del carbón importado y en la Tabla nº 18 para el mismo año aparecen 177 Mt del carbón importado.

Aquí podemos observar que en 2010, que es el último año para el que disponemos de mediciones, se han importado 177 Mt de carbón hacia la UE. Lo cual es una cifra bastante más baja que el máximo registrado, que fueron los 223 millones de toneladas en 2007. Pero, por otra parte, todavía estamos por encima de los 158 Mt registrados en el año 2000.

**Tabla 18) Importaciones a la UE - carbón, por países de origen (2000 - 2010; en Mt):**

Imports of hard coal, by country of origin (Mt)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
South Africa	42	49	54	57	54	52	53	46	37	29	18
Russia	15	21	23	25	38	48	55	56	57	55	48
Australia	29	29	29	31	31	27	27	30	26	14	19
Colombia	23	23	22	23	24	24	26	29	27	32	36
USA	21	20	14	13	15	16	17	21	31	25	30
Indonesia	9	10	12	13	14	15	21	18	16	13	10
Other countries	21	29	19	21	26	19	18	23	23	14	17
<b>Total</b>	<b>158</b>	<b>181</b>	<b>172</b>	<b>181</b>	<b>202</b>	<b>201</b>	<b>219</b>	<b>223</b>	<b>219</b>	<b>182</b>	<b>177</b>

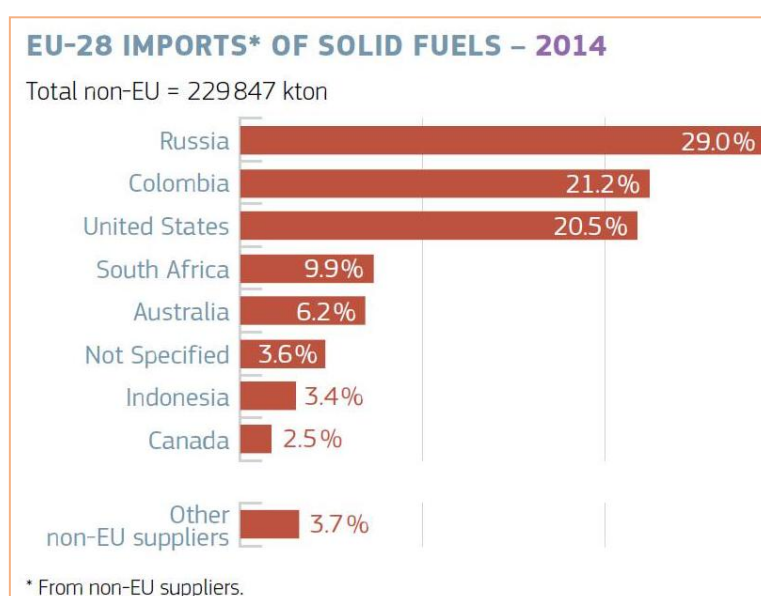
Fuente: EUROSTAT Pocketbooks; Energy, transport and environment indicators; 2012 edition; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012; ISSN 1725-4566.

En la Tabla nº 18 vemos las estadísticas para los 6 principales países de origen del carbón importado que consumimos en la UE. Entonces, de la Tabla resulta que la mayoría del carbón importado hacia la UE proviene, con diferencia, de Rusia. En 2010 importamos de Rusia 48 Mt de los 177 Mt totales, lo cual corresponde al 27% de las importaciones del carbón. Pero no siempre era así - en 2000 importamos de Rusia sólo 15 Mt (menos del 10% entonces), y Rusia se convirtió en el mayor proveedor en el año 2006, que es cuando superó a Sudáfrica. Ésta era hasta entonces el país que más carbón importaba a la UE (por ejemplo, en 2003 llegamos a importar 57 Mt de carbón de Sudáfrica, que fue el 31,5% del total). Luego Sudáfrica ha ido perdiendo relevancia hasta quedarse en 2010 en el quinto puesto por volumen de importaciones, con 18 Mt, lo cual supone el 10%. Detrás de Rusia, con 36 millones de toneladas de carbón y el 20% de cuota, está Colombia. En 2010 está en sus máximos, a los que ha subido desde los 23 Mt en 2000 (14,5% entonces). En el tercer puesto están los Estados Unidos, de dónde en 2010 importamos 30 Mt de carbón, lo cual es el 17% del total. Allí la tendencia del volumen de las importaciones no se inscribe dentro de una evolución lineal, más bien aparecen altibajos a lo largo de las mediciones. (Por ejemplo, en 2003 los EEUU representaban solamente el 7%. Y en 2008, si bien

exportaban a la UE más carbón que ahora, concretamente 31 Mt, el volumen total de las importaciones también era más grande, por lo que el porcentaje de participación sigue siendo mayor en 2010.) Luego está Australia, de la cual en 2010 importamos 19 Mt de carbón (el 11% del total). Australia también ha ido bajando su cuota, ya que, por ejemplo, en 2003 importamos 31 Mt de allí, y en 2000 Australia representaba el 18% de las importaciones del carbón. Y por último aparece Indonesia, con sus 10 Mt y el 6% de cuota. Pero aparte hay otros 17 millones de toneladas de carbón, que es aproximadamente el 10%, que se importa de otros países no especificados. Entonces el ranking de los países de origen de nuestras importaciones del carbón en 2010 es el siguiente: Rusia (27%), Colombia (20%), Estados Unidos (17%), Australia (11%), Sudáfrica (10%), Indonesia (6%), y el resto son otros países sin distinguir (10%).

En el Gráfico nº 13 luego podemos ver las participaciones de las importaciones de los distintos países proveedores en el año 2014. (Allí, a diferencia del gráfico anterior, ya se incluyen todas las fuentes de energía sólidas, y no sólo el carbón - aunque, como resulta de la tabla nº 35, la diferencia entre las fuentes de energía sólidas y el carbón en cuanto a las importaciones en 2014 ha sido solamente de unos 9 Mtoe, lo cual representa menos del 6% de diferencia.) El volumen total de las importaciones de todas las fuentes sólidas registrado en 2014 es de 229.847 kton, es decir 230 Mt aproximadamente.

**Gráfico 13) Importaciones a la UE - fuentes sólidas, por países de origen (2014, en %):**

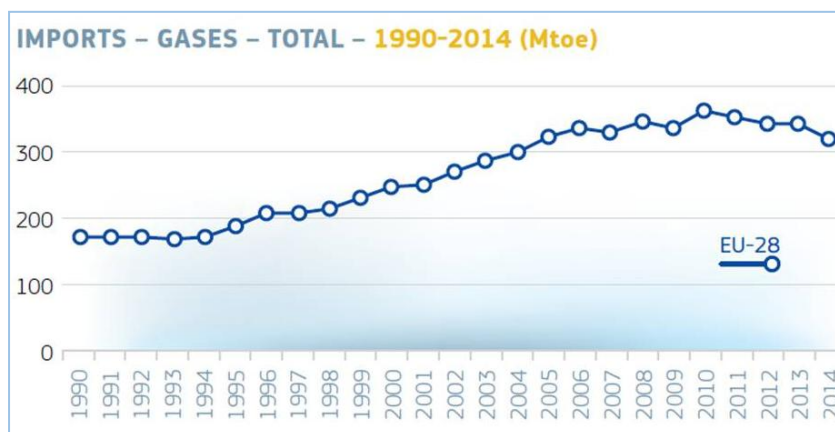


Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Acudiendo al Gráfico nº 13, de 2014, vemos que, en cuanto a los porcentajes para los distintos países de origen de nuestras importaciones de carbón y fuentes sólidas, aparecen variaciones con respecto al año 2010. Rusia no sólo sigue siendo el mayor país proveedor, sino que además aumenta su cuota, del 27% en 2010 al 29% actual. Por su parte, Colombia también aumenta ligeramente su participación, para llegar al 21,2% actual. De los Estados Unidos también ahora importamos más que hace cuatro años, ya que su cuota sube del 17% al 20,5%. Sudáfrica se mantiene por igual y registra aproximadamente el 10%. El país que más descenso en términos absolutos ha registrado es Australia, que bajó del 11% en 2010 al 6,2% en 2014. Indonesia también bajó su participación significativamente en términos porcentuales, ya que su cuota se redujo casi a la mitad, del 6% al 3,4% en 2014. Una novedad es que en el ranking aparece también Canadá - en el séptimo puesto con el 2,5% de importaciones de este país de origen. Aparte también sigue habiendo otros países no especificados, los cuales representan el 7,3% de las importaciones de las fuentes de energía sólidas hacia la UE en 2014.

Después del carbón y las fuentes de energía sólidas hay que analizar el origen de las importaciones del **gas natural** hacia la UE. Acudiendo a la Figura nº 10, en el gráfico inicial que representa las importaciones totales del gas natural a la UE, vemos que la evolución es de constantes subidas desde 1990 hasta el año 2010 (con dos ligeros descensos registrados en los años 2007 y 2009). Luego a partir de 2010 la tendencia es a la baja, y en la actualidad las importaciones siguen disminuyendo también.

**Figura 10) Importaciones a la UE, gas natural (1990 - 2014, en Mtoe; 1995 - 2014, Mtoe y %):**



Imports – Gases						
TOTAL						
Mtoe	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28	180.18	242.43	323.75	365.91	344.89	320.25
Index 1995	100%	135%	180%	203%	191%	178%

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

En la tabla que forma parte del Figura nº 10 y que resume el volumen de las importaciones para varios años seleccionados, incluso vemos que en 2010, que es el año con más importaciones registradas en la historia, se alcanzan los 366 Mtoe de gas natural procedente del exterior, lo cual es más del doble registrado en 1995, que es el año base. Actualmente importamos cerca de 320 Mtoe de gas natural, con lo cual estamos al 178% del volumen respecto al año base. Entonces por mucho que el volumen de las importaciones esté bajando en los últimos años, todavía estamos muy por encima de lo que importábamos anteriormente, y muy por encima de lo deseable.

A continuación, nos fijaremos en cuáles son los países de origen de nuestras importaciones del gas natural. En la Tabla nº 19, publicada por Eurostat, aparecen los valores de las importaciones desde 2000 hasta 2010 (igual que en el caso del carbón). Las unidades representadas en este caso son los petajulios (PJ)<sup>20</sup>, es decir 10<sup>15</sup> J.

**Tabla 19) Importaciones a la UE - gas natural, por países de origen (2000 - 2010, en PJ):**

Imports of natural gas, by country of origin (PJ)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Russia	4 540	4 396	4 534	4 872	4 922	5 100	5 097	4 856	5 108	4 528	4 384
Norway	1 921	2 104	2 644	2 758	2 802	3 064	3 307	3 566	3 924	4 052	3 892
Algeria	2 203	1 957	2 132	2 159	2 042	2 257	2 132	1 946	2 000	1 867	1 986
Nigeria	172	216	218	336	410	436	564	588	540	313	503
Qatar	12	27	88	80	160	196	233	275	299	602	1 183
Libya	33	33	26	30	48	209	321	384	398	380	382
Other countries	418	509	433	576	847	1 288	1 316	1 018	1 308	1 453	1 475
<b>Total</b>	<b>9 299</b>	<b>9 243</b>	<b>10 075</b>	<b>10 812</b>	<b>11 231</b>	<b>12 550</b>	<b>12 971</b>	<b>12 633</b>	<b>13 576</b>	<b>13 195</b>	<b>13 805</b>

Fuente: EUROSTAT Pocketbooks; Energy, transport and environment indicators; 2012 edition; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012; ISSN 1725-4566.

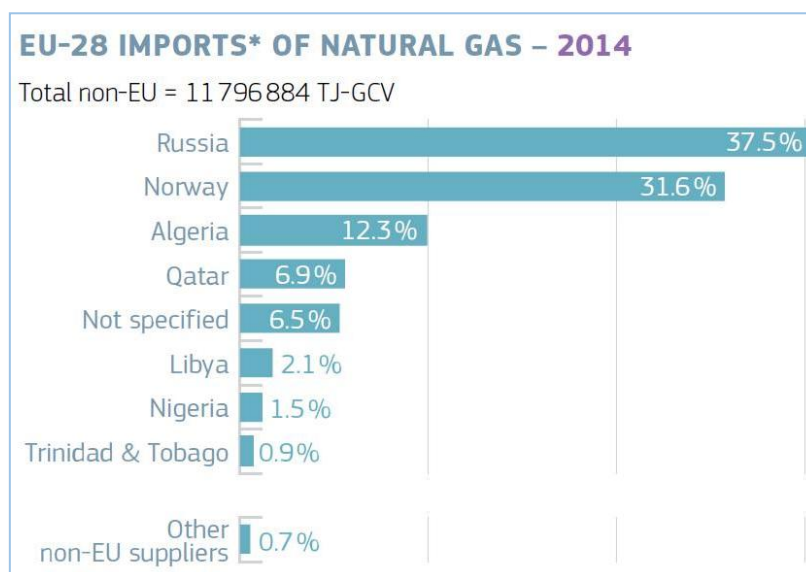
<sup>20</sup> Ojo con las unidades - en la tabla nº 18 el volumen de las importaciones del gas natural está representado en Mtoe, y sin embargo en la tabla nº 19 en PJ (petajulios = 10<sup>15</sup> julios).



En el caso del gas natural, igualmente que en el caso del carbón, el país de origen de la mayoría de nuestras importaciones, es de nuevo Rusia. En el año 2010 vemos que las importaciones desde Rusia alcanzaron el valor de los 4.384 PJ, lo cual es casi el 32% del total importado este año. Si miramos a la evolución de las cantidades importadas desde este país, vemos que Rusia siempre ha estado en el primer puesto. En 2008 la UE incluso llegó a importar 5.108 PJ de gas desde Rusia (entonces casi el 38%). En el segundo puesto está Noruega (y con la excepción del primer año recogido en la tabla, es decir 2000, siempre lo ha estado). En 2009, que es cuando más petajulios del gas proporcionó a la UE, se han registrado 4.052 PJ, lo que es el 31% aproximadamente. En 2010 luego las cantidades descendieron a los 3.892 PJ, lo cual corresponde al 30%. Argelia ocupa el tercer puesto, ya que en 2010 el 14% de nuestras importaciones del gas natural provino de este país (en concreto 1.986 PJ). Pero su cuota está en descenso con respecto a los años anteriores. Por ejemplo, en 2005 llegó a proporcionarnos 2.257 PJ de gas, lo que entonces era el 18% del total. Detrás de Argelia en 2010 estuvo Catar, que nos vendió 1.183 PJ de gas natural, lo que corresponde al 8,5% de nuestras importaciones de esta fuente de energía para dicho año. Catar ha ido ganando mucho el protagonismo a lo largo del tiempo, porque por ejemplo en 2000 la cantidad del gas proveniente de este país fue tan sólo de 12 PJ. Luego en el quinto puesto en 2010 está Nigeria, con 503 PJ de gas natural vendido a la UE (menos del 4%), lo cual no es mucho en comparación con los países anteriormente mencionados. Y por último, aparece Libia, cuya aportación es también minoritaria, ya que en 2010 proporcionó a la UE 382 PJ del gas natural (menos del 3%). Pero hay que decir que la proporción de las importaciones de los últimos dos países está claramente en aumento, ya que su cantidad de gas natural se multiplicó por diez en los diez años medidos. Aparte de estos seis Estados que son nuestros mayores proveedores del gas natural, aparece la partida de *Other countries*, con una cantidad bastante grande, cuyo valor es de 1.475 PJ, y el 11%. (Si fuera un solo país, estaría en el cuarto puesto.) Finalmente, el ranking en 2010 de los países exportadores del gas natural, desde el punto de vista de la UE, es el siguiente: Rusia (32%), Noruega (30%), Argelia (14%), Catar (8,5%), Nigeria (4%) y Libia (3%).

A continuación, podemos comparar los datos del 2010 con el gráfico actual, del año 2014 (Gráfico nº 14), para ver qué cambios recientemente hubo. En 2014 se registraron 11.796.884 TJ, lo cual son 11.797 PJ aproximadamente. Entonces vemos que las importaciones del gas sí que bajaron en estos cuatro años bastante.

**Gráfico 14) Importaciones a la UE - gas natural, por países de origen (2014, en %):**



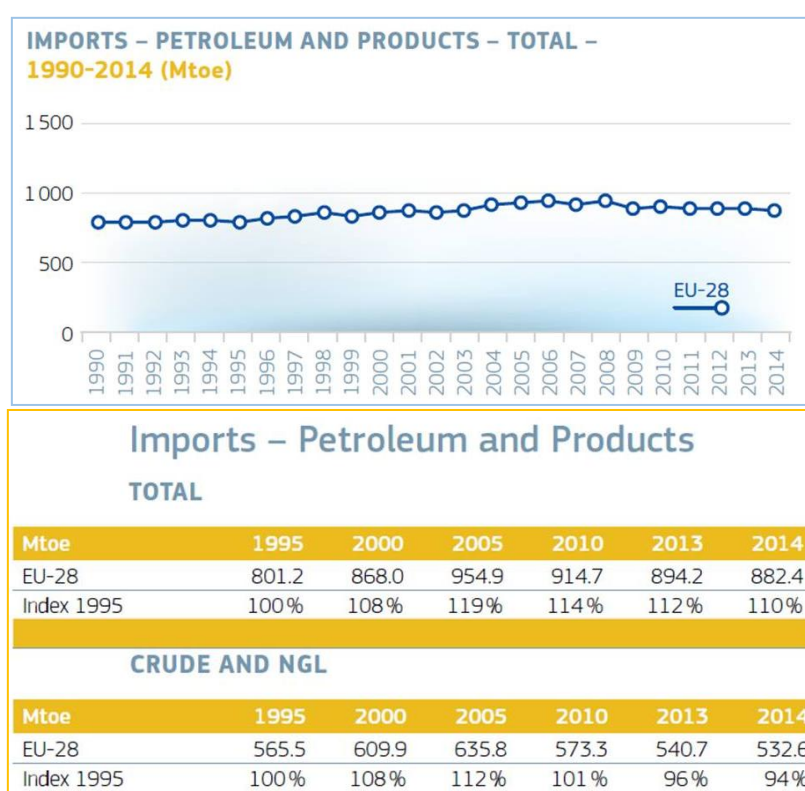
Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Cambiaron también las aportaciones de los distintos países proveedores. Rusia subió su cuota en 5,5 puntos porcentuales, y ahora el 37,5% del gas que compramos de fuera de la UE, tiene su origen en Rusia. Noruega afortunadamente también aumentó la proporción del gas que nos aporta, ya que ahora el 31,6% de nuestro gas importado proviene de Noruega. Argelia sigue en el tercer puesto, y con el 12,3% su cuota rebajó. Después le sigue Catar, a pesar de que su aportación también descendió. En 2014 representa el 6,9% de las importaciones europeas del gas natural. A continuación, Libia y Nigeria ambas bajan las cantidades vendidas a la UE, al 2,1% y 1,5% respectivamente, con lo que se intercambia su puesto en el ranking. Y nuevamente aparece también Trinidad y Tobago, con una cuota relativamente baja, del 0,9%. El resto, que se engloba bajo la partida de otros proveedores y proveedores no especificados, suma el 7,2% de todas las importaciones europeas del gas natural.

La tercera variable que queda por analizar, es el **petróleo**. Como ya hemos visto, en 2014 importamos 882,4 Mtoe de petróleo y sus derivados, lo cual es aproximadamente un 10% más que hace 20 años. Como podemos apreciar en la Figura nº 11, la evolución de las importaciones del petróleo y sus derivados es continua y ascendente hasta el estallido de la crisis económica en 2008. Y desde entonces se muestra continua pero descendiente. Aun así todavía estamos por encima del volumen de 1995. Si pormenorizamos y vemos las cifras sólo para el petróleo crudo y

los líquidos del gas natural (LGN/NGL), vemos que aquí las importaciones son bastante más pequeñas (pero aun así llegan a representar valores demasiado grandes para la UE). En 2014 se importaron 533 Mtoe del petróleo crudo y LGN, lo cual es casi 40% menos que la cifra que hemos visto para el petróleo y sus derivados. En el caso del petróleo crudo y LGN las importaciones descendieron con respecto al año 1995, ya que ahora estamos al 94% del volumen registrado hace 20 años.

**Figura 11) Importaciones a la UE, petróleo (1990 - 2014, en Mtoe; 1995 - 2014, en Mtoe y %):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

En la Tabla nº 20 vemos de nuevo las aportaciones de los distintos países de origen de nuestras importaciones. Se nos muestran 6 países que mayor cantidad de petróleo crudo nos proporcionan y sus respectivos valores, representados en Mt<sup>21</sup>. La tabla refleja datos para el período 2000 - 2010.

<sup>21</sup> Ojo aquí de nuevo con las cantidades. En la Figura nº 11 medimos el petróleo en Mtoe (millones de toneladas equivalentes al petróleo) y en la Tabla nº 20 en Mt (millones de toneladas). Por un lado se podría pensar que las cantidades deberían ser iguales. Pero en la primera Figura publicada por la Comisión para el año 2010 aparecen 573 Mtoe, y en la Tabla para el mismo año aparecen sólo 520 Mt. La diferencia

**Tabla 20) Importaciones a la UE - petróleo, por países de origen (2000 - 2010, en Mt):**

Imports of crude oil, by country of origin (Mt)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Russia	118	136	153	169	183	186	188	185	178	173	179
Norway	115	107	102	105	107	97	87	84	86	79	72
Saudi Arabia	65	57	53	62	64	61	51	40	39	30	31
Libya	46	44	39	46	50	50	52	54	56	47	53
Kazakhstan	10	9	13	15	19	26	26	26	27	28	29
Iran	35	31	26	35	36	35	35	35	30	25	30
Other countries	145	148	138	115	109	118	124	133	151	140	127
<b>Total</b>	<b>533</b>	<b>532</b>	<b>524</b>	<b>545</b>	<b>568</b>	<b>573</b>	<b>564</b>	<b>557</b>	<b>568</b>	<b>522</b>	<b>520</b>

Fuente: EUROSTAT Pocketbooks; Energy, transport and environment indicators; 2012 edition; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012; ISSN 1725-4566.

Entonces, incluso para el petróleo crudo vemos que de nuevo es Rusia el país del que más cantidades de esta fuente de energía importamos. En 2010, del total de 520 Mt de petróleo crudo provinieron de Rusia 179 Mt, lo cual representa el 34% de todas las importaciones de este producto. Y a lo largo de toda la medición siempre ha sido así, que Rusia estaba en el primer puesto del ranking de los países de los que importamos el petróleo crudo. El máximo importado desde Rusia se registró en el año 2006, cuando la cifra fue de 188 Mt (pero este año no aumentó la cuota porcentual de Rusia, ya que la cantidad importada total también fue más grande). La única excepción es el año 2000, cuando el segundo país por volumen de importaciones, que es Noruega, casi equiparó a Rusia en cuanto a los millones de toneladas proporcionados a la UE. En este momento Rusia registró 118 Mt y Noruega 115 Mt. Pero a partir de este momento, a diferencia de Rusia, Noruega está continuamente perdiendo su cuota y las cifras están descendiendo hasta los 72 Mt en 2010, lo cual equivale al 14%. El tercer país que más petróleo crudo exportó hacia la UE en 2010, es Libia. Con 53 Mt, y el 10%, Libia ganó el tercer puesto por encima de Arabia Saudí, la cual históricamente exportaba hacia la UE más cantidades del petróleo crudo que Libia. Arabia Saudí en 2010 quedó en el cuarto puesto, ya que desde su cuota inicial del 12% y sus 65 Mt en 2000 descendió a menos de la mitad, es decir 31 Mt y el 6%. Irán ocupa la quinta posición del ranking, ya que en 2010 registró 30 Mt (el 5,8%), lo cual es sólo 1 Mt por debajo de las importaciones provenientes de Arabia Saudí. Kazajistán es el siguiente

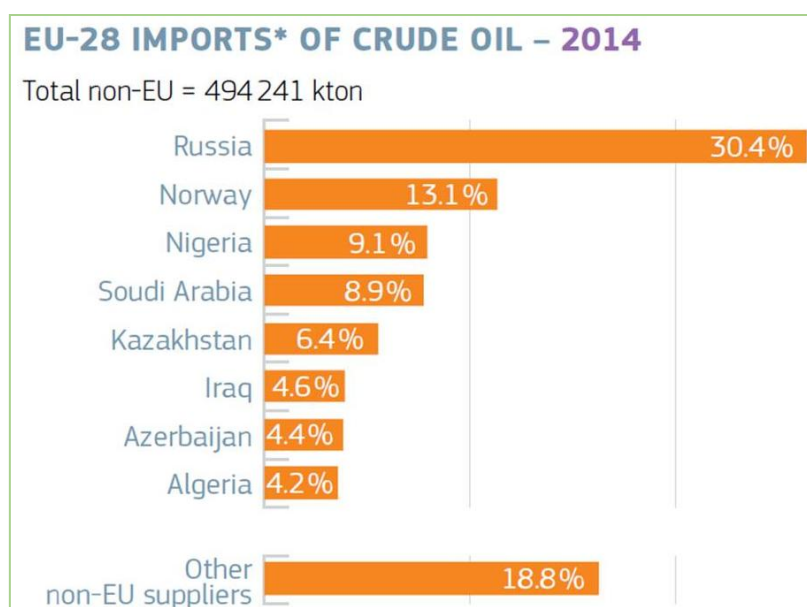
---

está en que la primera Figura incluye también las catidades de LGN, y sin embargo en la segunda Tabla solamente el petróleo crudo.

país proveedor de petróleo crudo, y sólo por una diferencia de 1 Mt queda detrás de Irán. En 2010 importamos 29 Mt de este país, lo cual corresponde con el 5,6% de las importaciones totales del petróleo crudo. Pero el grupo de países no especificados alcanza unas cifras muy altas en este caso - en su conjunto llega a 127 Mt en 2010 y el 24%. Si se tratase de un único país concreto, con un volumen tan alto de exportaciones hacia la UE se ganaría el segundo puesto, detrás de Rusia. Para recapitular, el ranking de los seis países que más petróleo crudo exportaron hacia la UE en 2010, es el siguiente: Rusia (34%), Noruega (14%), Libia (10%), Arabia Saudí (6%), Irán (5,8%) y Kazajistán (5,6%).

A continuación, tenemos otra vez la posibilidad de comparar los datos de Eurostat y las cifras de 2010 con los datos publicados por la Comisión y que reflejan las cifras para el año 2014 (Gráfico nº 15). La variable a medir es la misma, es decir el petróleo crudo. En el siguiente Gráfico de la Comisión entonces aparece el total de 494.241 kton (lo que equivale a 494 Mt), por lo que a primera vista podemos confirmar la tendencia a la baja en las importaciones.

**Gráfico 15) Importaciones a la UE - petróleo, por países de origen (2014, en %):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

En el Gráfico nº 15 podemos observar que Rusia sigue en el primer puesto, sólo que su cuota bajó al 30,4%. Noruega sigue segunda por detrás de Rusia y su cuota también desciende ligeramente, al 13,1%. En el tercer puesto nuevamente aparece Nigeria, la cual consigue exportar hacia la UE una cantidad de petróleo crudo equivalente al 9,1% de todas las

importaciones europeas de esta fuente. Luego está Arabia Saudí, la cual sube su proporción al 8,9%. Igualmente, Kazajistán aumenta el volumen del petróleo crudo al 6,4%. Libia e Irán desaparecen del ranking por completo. Y por su parte aparecen Irak (4,6%), Azerbaiyán (4,4%) y Argelia (4,2%). Con esto el panorama cambia, ya que no sólo que varían los porcentajes de las importaciones del petróleo crudo que pertenecen a cada país de origen, sino que además cambian los países de los que se importa el petróleo crudo hacia la UE.

Entonces, la conclusión es que Rusia es el principal país de origen de todas nuestras importaciones energéticas - ya sea el carbón y las fuentes de energía sólidas, el gas natural, o el petróleo crudo y los líquidos de gas natural (LGN/NGL). Las cantidades son realmente muy grandes, ya que el 29% de las fuentes sólidas que importamos proviene de Rusia, igual que el 37,5% del gas natural, y el 30,4% del petróleo crudo. El hecho de depender tanto de un solo país es bastante preocupante, ya que podría llevarnos a una situación muy peligrosa. (Además siendo Rusia, un país un tanto imprevisible en cuanto a sus estrategias geopolíticas, un tanto autoritario en cuanto a la posición de sus líderes y su sistema político, y un tanto problemático en cuanto a sus relaciones con los Estados miembros que anteriormente estaban bajo el control directo de la antigua Unión Soviética. Y además, como ya sabemos, y como ya hemos experimentado, Rusia efectivamente sí que es capaz de cortar el suministro, si lo considera oportuno - como ya ocurrió con el gas natural en el invierno de 2009, durante el conflicto con Ucrania.)

Un proveedor bastante más seguro y previsible es Noruega, de la que también importamos grandes cantidades de gas y de petróleo, y afortunadamente en ambos casos se sitúa en el segundo puesto del ranking. Noruega es un socio energético bastante más fiable, las relaciones de la UE con este país se pueden considerar muy buenas y el aprovisionamiento de las fuentes de energía provenientes de Noruega se puede considerar seguro.

Pero, por otra parte, hay también países proveedores con una previsibilidad todavía más cuestionable que Rusia. La fiabilidad de estos países y la estabilidad de sus regímenes políticos dejan mucho que desear. Se trata sobre todo de Libia, que desde 2011 está en guerra civil, y de Irak, que sigue en situación de conflicto interno. Por su parte Argelia y Nigeria se muestran bastante menos conflictivas de lo que podría parecer. Y las relaciones con Arabia Saudí se muestran bastante razonables, aun siendo un país no democrático.

## **2.2) Energía nuclear – un debate abierto:**

Si bien la primera parte de este Capítulo se ha dedicado a las fuentes de energía fósiles, la segunda parte se va a dedicar a la energía nuclear. Dada la larga historia de la utilización de esta fuente de energía en nuestro continente, podemos considerarla también tradicional, ya que ésta data de los años 50. (Y es que la central Calder Hall, localizada en el Reino Unido, fue la primera central nuclear del mundo que empezó a generar electricidad a escala industrial. Por primera vez fue conectada a la red eléctrica el 27 de agosto de 1956 y fue inaugurada oficialmente por la Reina Isabel II el 17 de octubre de 1956.) Actualmente las centrales nucleares generan casi el 30% de la electricidad producida dentro de la UE, y existen 128 reactores nucleares operativos en 14 Estados miembros de la UE.

Entonces en este Capítulo vamos a ver la energía nuclear en la UE desde varios puntos de vista. Primero se hará un recorrido por la realidad de la energía nuclear en la UE - su implantación e utilización (la proporción y el peso de la energía nuclear en la UE, qué países recurren a la energía nuclear, de dónde importamos el combustible nuclear, etc). Y también se mencionará el debate que ha surgido acerca de la conveniencia de la utilización de esta fuente de energía. (La polémica se ha generado sobre todo después del accidente en la central nuclear de Fukushima - como consecuencia, por ejemplo, Alemania decidió eliminar progresivamente su energía nuclear para el año 2022.)

Luego más adelante, en el Capítulo 5 dedicado a los programas energéticos que se están llevando a cabo por parte de la UE, se verán las actuaciones concretas referentes a la I+D+i en el campo de la energía nuclear. Se verá el VII Programa Marco de EURATOM, el proyecto internacional ITER y la Empresa Común Europea “*Fusion for Energy*”, y el papel de la energía nuclear en el nuevo programa Horizonte 2020.

### **2.2.1) La implantación de la energía nuclear en la UE:**

La energía nuclear en la Unión Europea tiene una indudable importancia, ya que se recurre a la utilización de ésta desde los años 50 (en los que se han construido las primeras centrales de generación), hasta la actualidad, en una gran medida. Y por mucho que en los últimos años se cuestione la conveniencia de su uso, lo cierto es que la energía nuclear forma parte de la realidad energética en la UE desde sus inicios, y no es muy probable que deje de formarla en los próximos años.

Las centrales nucleares generan casi el 30% de la electricidad producida en la UE. Actualmente existen 128 reactores nucleares en funcionamiento, y 4 en proceso de construcción, en 14 países de la UE. En la Tabla nº 21 aparecen los Estados miembros que tienen reactores nucleares, el número de reactores por país, y la capacidad de potencia eléctrica de éstos, a la altura del año 2015. (El número de reactores en paréntesis representa los reactores en construcción. Y el asterisco al lado de Eslovenia/Croacia significa que estos dos países en realidad comparten una central nuclear con un reactor. Y es que la central de Krško, construida en Eslovenia, tiene el 50% de participación croata.)

**Tabla 21) Reactores de energía nuclear, EU (2015):**

Nuclear power reactors in the EU in 2015		
Country	Reactors in operation (under construction)	Net capacity (MWe)
Belgium	7	5 943
Bulgaria	2	1 926
Czech Republic	6	3 940
Germany	8	10 728
Spain	7	7 002
France	58 (1)	63 130
Hungary	4	1 889
Netherlands	1	485
Romania	2	1 310
Slovenia/Croatia (*)	1	696
Slovakia	4 (2)	1 816
Finland	4 (1)	2 741
Sweden	9	8 849
United Kingdom	15	8 883
Total	128 (4)	119 302

(\*) Croatia's power company HEP owns a 50 % stake in the Krško NPP in Slovenia.

Fuente: EURATOM Supply Agency; *ANNUAL REPORT 2015*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016; ISSN 1683-3481.



Como se desprende de la Tabla nº 21, los 14 Estados miembros que recurren a la energía nuclear y tienen centrales nucleares localizadas en su territorio, son los siguientes (ordenados según la importancia de la capacidad de generación): Francia, Alemania, España, el Reino Unido, Suecia, Bélgica, la República Checa, Finlandia, Bulgaria, Hungría, Eslovaquia, Rumania, Eslovenia y los Países Bajos. La capacidad neta de potencia eléctrica total de los reactores europeos es de 119.302 MWe<sup>22</sup>.

Francia es el país que, con diferencia, más centrales nucleares tiene (58 reactores operativos y 1 en construcción), y en consecuencia también más capacidad de potencia eléctrica (el 55% de la capacidad de la UE). El segundo país por su capacidad de potencia es Alemania (10.728 MWe), mientras que el segundo por el número de reactores es el Reino Unido (9 reactores). España, por su parte, posee en 2015 siete reactores, con la capacidad neta de potencia de 7.002 MWe. (De la energía nuclear en España se ocupa el apartado dedicado al sistema eléctrico español que forma parte del Capítulo 6.)

Por otra parte, los países que no figuran en la Tabla, no utilizan la energía nuclear, por lo que no disponen de centrales nucleares. Se trata de la mitad de los Estados miembros (menos Croacia, que no dispone de una central en su territorio, pero tiene el 50% de participación en la central eslovena de Krško, por lo que no figura en las estadísticas referentes a la energía nuclear, pero de alguna manera también participa). Algunos de los Estados miembros incluso imponen una política estrictamente antinuclear, como por ejemplo Austria, Dinamarca, Grecia, Italia, Irlanda y Noruega. De éstos Austria (en 1978) e Italia (en 1987), pero también Suecia (en 1980) votaron en referendos para oponerse o eliminar la energía nuclear. También Polonia detuvo la construcción de una planta. Entonces podría decirse que aproximadamente la mitad de los Estados miembros considera la energía nuclear como una parte legítima de su mix energético, mientras que la otra mitad se muestra contraria a la utilización de esta fuente de energía (y algunos países, como por ejemplo Austria, incluso muy contrarios).

En la Figura nº 12 aparece el mapa de los países que disponen de centrales nucleares en su territorio (en color amarillo), y el número de reactores operativos existentes en 2016. Y en la Figura nº 13 aparece también la distribución de las centrales. (Sólo con un matiz - en España está marcada también la central de Lemoniz, pero ésta nunca llegó a ponerse en funcionamiento, por lo que no está, y nunca ha estado, operativa.)

---

<sup>22</sup> MWe - En la industria de la energía eléctrica, el Megavatio eléctrico (abreviado: MWe) es un término que se refiere a la potencia eléctrica, mientras que megavatio térmico (abreviado: MWt o MWth) se refiere a la producción de potencia térmica.

**Figura 12) Plantas nucleares operativas en Europa (2016):**

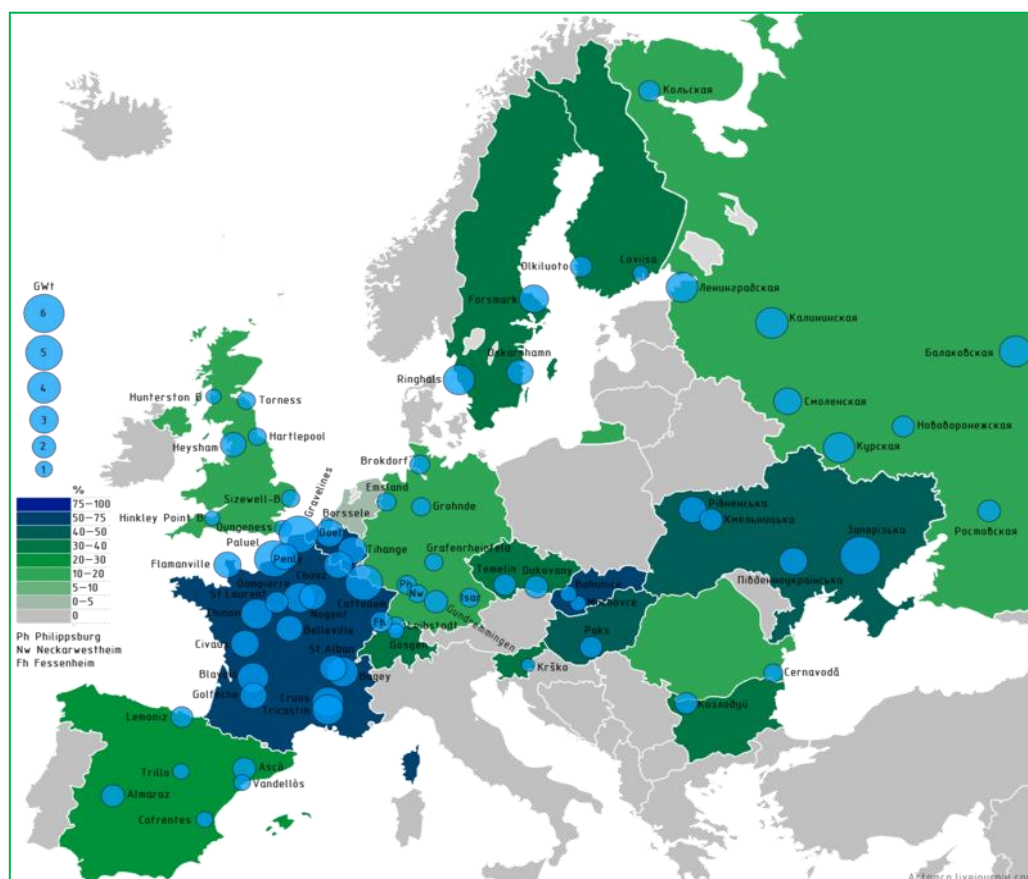


Nuclear Power Plants in Operation in Europe, November 2016

Fuente: European Nuclear Society;

<https://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-europe.htm>

**Figura 13) Distribución de centrales nucleares en Europa:**



Fuente: <https://nukeprofessional.blogspot.cz/2016/05/the-european-union-pushes-hard-for-more.html>

Habiendo visto cuántas centrales nucleares en Europa hay y dónde se ubican, procede ver cuánta energía generan y cuál es su contribución a la producción, al consumo y a la generación de electricidad en la UE. Y es que la energía procedente de centrales nucleares se utiliza íntegramente para la generación de electricidad.

En la Tabla nº 22 se muestran las cantidades de energía producidas por las centrales nucleares en 2014 - tanto el total para toda la UE, como los valores, expresados en Mtoe, para los distintos Estados miembros.

**Tabla 22) Producción de energía nuclear, UE (2014, en Mtoe y %):**

Production*						
BY FUEL						
* Primary Production and Receipt, Production from Other Sources and Recycled Products.						
2014						
Mtoe	Nuclear	Solid Fuels	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes, Non-Renewable
EU-28	226.1	150.0	195.8	117.3	84.5	12.4
Share (%)	28.8%	19.1%	24.9%	14.9%	10.7%	1.6%
BE	8.69	0.00	2.86	0.00	0.99	0.66
BG	4.11	5.12	1.84	0.16	0.07	0.02
CZ	7.84	16.93	3.66	0.21	0.33	0.25
DK	0.00	0.00	3.14	4.16	8.09	0.42
DE	25.06	44.13	36.02	6.86	8.54	4.30
EE	0.00	4.58	1.19	0.00	0.80	0.07
IE	0.00	0.97	0.85	0.12	0.11	0.06
EL	0.00	6.38	2.33	0.01	0.11	0.02
ES	14.78	1.63	18.00	0.02	0.46	0.20
FR	112.59	0.19	21.00	0.02	1.89	1.24
HR	0.00	0.00	2.29	1.44	0.68	0.01
IT	0.00	0.06	23.64	5.86	6.10	1.16
CY	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	0.01
LV	0.00	0.00	2.37	0.00	0.00	0.01
LT	0.00	0.03	1.36	0.00	0.10	0.02
LU	0.00	0.00	0.12	0.00	0.00	0.03
HU	4.05	1.59	2.05	1.44	0.90	0.10
MT	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
NL	1.06	0.00	4.56	50.37	6.24	0.68
AT	0.00	0.00	9.37	1.09	0.91	0.70
PL	0.00	54.03	8.05	3.73	1.56	0.52
PT	0.00	0.00	5.85	0.00	0.09	0.15
RO	3.01	4.45	6.09	8.77	4.28	0.07
SI	1.64	0.82	1.18	0.00	0.01	0.04
SK	4.04	0.58	1.44	0.08	0.42	0.15
FI	6.08	1.60	10.07	0.00	0.67	0.24
SE	16.74	0.13	16.66	0.01	0.13	0.60
UK	16.44	6.79	9.70	32.93	41.02	0.67

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Entonces podemos ver que en 2014 en la UE se han producido 226 Mtoe de energía nuclear, lo cual corresponde al 29% del total de la producción europea. Se trata casi de un tercio de toda la energía producida en el territorio de la UE, lo cual es una contribución muy significativa. La energía nuclear es la fuente más potente de la que disponemos, incluso por encima de las RES, y desde luego muy por encima de la producción de las fuentes fósiles autóctonas.

En la Tabla nº 22 también vemos que la mitad de la energía nuclear ha sido producida en un solo país, en Francia (concretamente 112,59 Mtoe de los 226, lo cual es exactamente el 50%). Luego Alemania ha producido aproximadamente 25 Mtoe, lo que es el 11%. Por su parte el Reino Unido y Suecia han producido un poco más del 7% cada uno. España ha contribuido a la producción nuclear con el 6,5%, Bélgica con el 4%, la República Checa con el 3,5%, Finlandia con menos del 3% y el resto de países (Hungría, Bulgaria, Eslovaquia, Rumania, Eslovenia y los Países Bajos) con menos del 2% cada uno. En los restantes 14 países aparecen ceros, obviamente.

Otra variable importante que nos da la imagen de la importancia de la energía nuclear en el mix energético europeo, es la proporción de ésta en la generación de electricidad. En la Tabla nº 23 vemos que la energía nuclear ha representado en 2014 casi una tercera parte de la electricidad generada, con más exactitud 876,3 TWh de las 3.190,7 TWh totales, lo cual es el 27,5%. La energía nuclear ha sido, por lo tanto, la segunda más importante en la generación de electricidad en la UE, por detrás de las fuentes de energía renovables, las cuales representaron el 29,2%.

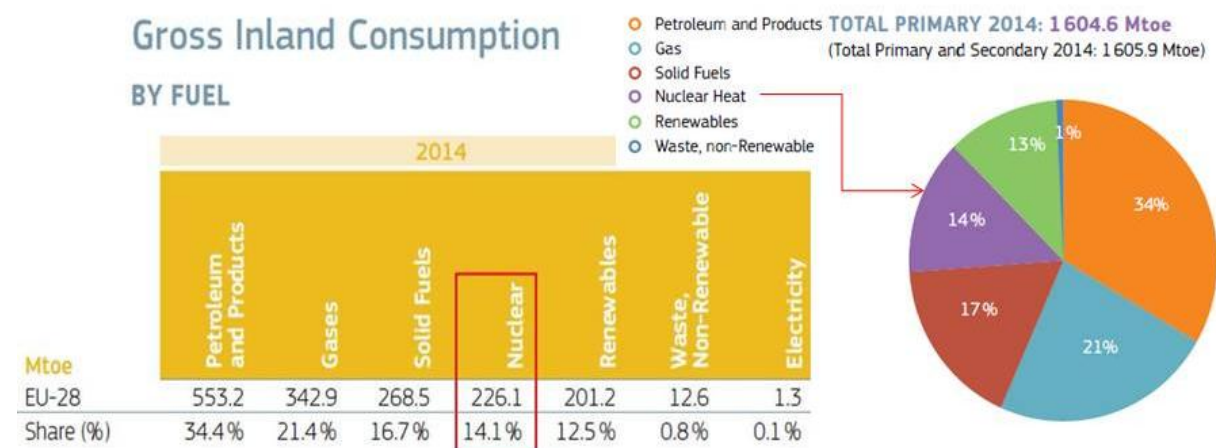
**Tabla 23) Generación de electricidad, UE - proporción de energía nuclear (2014, en TWh y %):**

Gross Electricity Generation BY FUEL							
2014							
	Gross Electricity Generation	Solid Fuels	Nuclear	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes non-RES
TWh	3 190.7	808.7	876.3	930.9	490.1	57.4	22.6
Share (%)	100.0%	25.3%	27.5%	29.2%	15.4%	1.8%	0.7%

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

La proporción de la energía nuclear en el Consumo Interior Bruto en la UE es otra medida importante a tener en cuenta - este dato se nos muestra en la Figura nº 14. A saber, de los 1.606 Mtoe brutos consumidos en toda la UE en 2014, el origen de unos 226 Mtoe ha sido nuclear, lo cual corresponde al 14% del total.

**Figura 14) Consumo Interior Bruto, UE - energía nuclear (2014, en % y en Mtoe):**



Fuente: a partir de European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Como resulta de la Figura nº 14, la energía nuclear forma una parte indispensable del mix energético de toda la UE. Y eso a pesar de que la mitad de los Estados miembros han optado por no utilizarla. Y para los Estados que han decidido integrar esta fuente de energía en su mix energético, la energía nuclear es de importancia incuestionable (para algunos incluso vital). Por ejemplo Francia, como vemos en la Tabla nº 24, en su generación de electricidad depende de la energía nuclear en el 76% (436,5 TWh de las 563 TWh totales se deben a la energía nuclear).

**Tabla 24) Generación de electricidad en Francia - energía nuclear (en Mtoe):**

France						
Mtoe, unless otherwise stated	1995	2000	2005	2010	2013	2014
Gross Electricity Generation (TWh)	494.27	539.95	576.06	569.10	572.31	562.78
Solid Fuels	24.18	27.00	27.52	23.36	21.94	9.52
Petroleum and Products	7.75	7.17	7.93	5.52	2.55	1.81
Gases	6.22	15.37	26.26	26.71	19.57	15.23
Nuclear	377.23	415.16	451.53	428.52	423.69	436.47
Renewables	78.53	74.17	61.18	83.01	101.82	97.20
Wastes, non-RES	0.37	1.08	1.66	1.97	2.05	1.99

Fuente: a partir de European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.



Igualmente confían en esta fuente de energía por ejemplo Eslovaquia, con el 56% de electricidad generada a partir de la energía nuclear, o Hungría, con el 53%. Total, no se puede negar que la energía atómica cobra bastante protagonismo en la configuración de la realidad energética europea.

Pero otra cuestión importante es la procedencia del combustible nuclear. A saber, el proceso utilizado en las centrales es la fisión nuclear. El combustible nuclear más común está formado por elementos fisibles, generando reacciones en cadena controladas dentro de los reactores nucleares que se encuentran en las centrales nucleares. El combustible nuclear que más comúnmente se utiliza en los reactores es el uranio<sup>23</sup>, y el isótopo utilizado más habitualmente en la fisión es el <sup>235</sup>U. Pero en el territorio de la UE disponemos más bien de pocas reservas del uranio, por lo que éste tiene que importarse también desde el exterior. En la siguiente Tabla nº 25 aparecen los países de origen del uranio que se utilizó en los reactores de la UE en el año 2015, ordenados según la importancia de su contribución.

**Tabla 25) Orígenes del uranio utilizado en la UE (2015, en toneladas):**

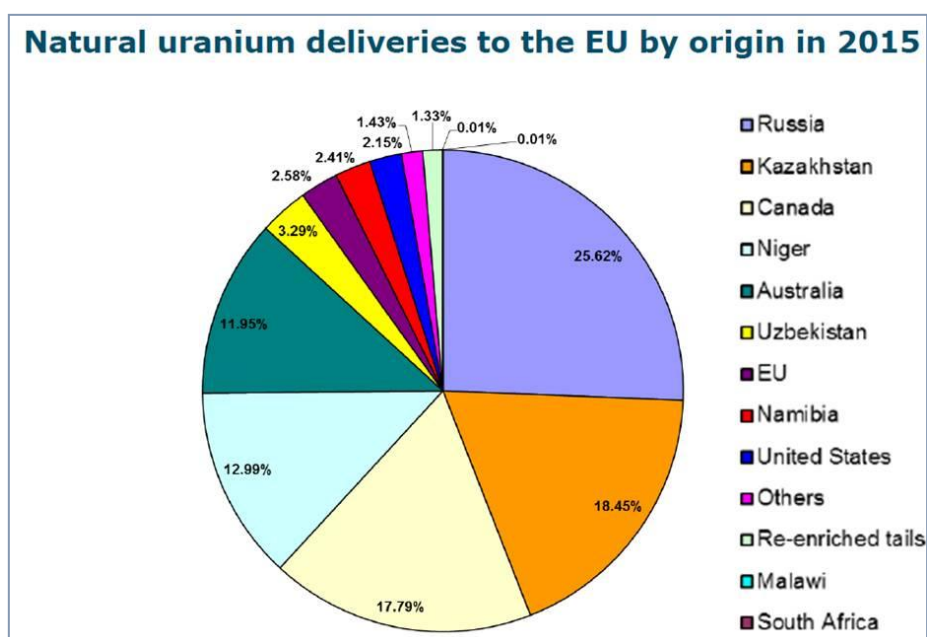
Origins of uranium delivered to EU utilities in 2015 (in tonnes)			
Mining origin	Quantity	Share (%)	Change in quantities 2015/2014 (%)
Russia	4 097	25.6 %	54.7 %
Kazakhstan	2 949	18.5 %	-25.2 %
Canada	2 845	17.8 %	53.3 %
Niger	2 077	13.0 %	-4.4 %
Australia	1 910	12.0 %	-4.2 %
Uzbekistan	526	3.3 %	44.1 %
EU	412	2.6 %	3.9 %
Namibia	385	2.4 %	18.4 %
United States	343	2.2 %	-41.4 %
Others	229	1.4 %	-23.5 %
Re-enriched tails	212	1.3 %	100.0 %
Malawi	2	0.0 %	-98.6 %
South Africa	1	0.0 %	-93.1 %
<b>Total</b>	<b>15 990</b>	<b>100.0 %</b>	<b>8.4 %</b>

Fuente: EURATOM Supply Agency; *ANNUAL REPORT 2015*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016; ISSN 1683-3481.

<sup>23</sup> El uranio natural está formado por tres tipos de isótopos: uranio-238 (<sup>238</sup>U), uranio-235 (<sup>235</sup>U) y uranio-234 (<sup>234</sup>U). El isótopo utilizado más habitualmente en la fisión es el <sup>235</sup>U.

Según los datos publicados por EURATOM Supply Agency (ESA), en 2015 en la UE se han utilizado 15.990 toneladas de uranio. Pero los recursos propios producidos en la UE son más bien minoritarios - hemos producido solamente 412 toneladas de uranio, lo que es el 2,6% del total utilizado. El resto se tiene que importar, en lo que participan hasta 10 distintos países de origen. Rusia ha sido de nuevo el país del que más importaciones adquirimos, ya que más de la cuarta parte del uranio utilizado en la UE durante este año proviene de este país. Concretamente 4.097 toneladas de uranio, lo que es el 25,6% del total. (Si miramos a la diferencia respecto al año anterior, vemos un incremento del 55% de adquisiciones.) En el segundo puesto están casi a la par Kazajistán, con 2.949 toneladas y el 18,5%, y Canadá, con 2.845 toneladas de uranio exportado hacia la UE, lo que es el 17,8%. (Las importaciones de Kazajistán se han reducido en una cuarta parte, mientras que las de Canadá han incrementado en un 53%.) El 13% del uranio importamos de Níger, concretamente 2.077 toneladas. De Australia proviene el 12% del uranio que consumimos, es decir 1.910 toneladas. También Uzbekistán es nuestro proveedor, y nos proporcionó 526 toneladas de uranio, lo que es el 3,3%. (En este caso, el incremento respecto al año anterior es de 44%). Y luego también importamos uranio de Namibia (385 t, lo que es el 2,4%), de los Estados Unidos (343 t y el 2,2%), de Malawi (2 toneladas y menos de 1%) y de Sudáfrica (solamente 1 tonelada en 2015). Finalmente, el 1,4% del uranio utilizado proviene de otros países no especificados. En el siguiente Gráfico nº 16 vemos un diagrama de la distribución geográfica del uranio que utilizamos en 2015:

**Gráfico 16) Importaciones del uranio a la UE - por países de origen (2015, en %):**



Fuente: EURATOM Supply Agency, European Commission; *ESA ANNUAL REPORT 2015*; Luxembourg, May 2016.

Ahora ya conocemos el origen del combustible nuclear que utilizamos en nuestras centrales para generar electricidad. Pero si miramos la Tabla nº 26, de la producción mundial del uranio, vemos que el panorama es bien distinto. (La tabla es también del taller de EURATOM Supply Agency, muestra datos finales para 2014 y datos estimados 2015 para la producción mundial, los porcentajes de participación de cada país en ambos años y la variación con respecto al año 2014.) En 2015 se han producido en total 60.773 toneladas de uranio en el mundo.

**Tabla 26) Producción de uranio mundial (2014, 1025; en toneladas; en %):**

Natural uranium estimate production in 2015 (compared with 2014, in tonnes of uranium)					
Region/country	Production 2015 (estimate)	Production 2014 (final)	Share in 2015 (%)	Share in 2014 (%)	Change 2015/2014 (%)
Kazakhstan	23 809	23 127	39	41	3
Canada	13 308	9 134	22	16	46
Australia	5 654	5 001	9	9	13
Niger	4 154	4 057	7	7	2
Namibia	3 039	3 255	5	6	-7
Russia	3 000	2 990	5	5	0
Uzbekistan	2 423	2 400	4	4	1
United States	1 539	1 919	3	3	-20
China	1 231	1 500	2	3	-18
Others	1 192	1 336	2	2	-11
Ukraine	1 039	962	2	2	8
South Africa	385	573	1	1	-33
<b>Total</b>	<b>60 773</b>	<b>56 254</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>8</b>

*Source: Data from the WNA and specialised publications (totals may not add up due to rounding).*

Fuente: EURATOM Supply Agency; *ANNUAL REPORT 2015*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016; ISSN 1683-3481.

Observando la Tabla nº 26, queda patente a primera vista que Rusia, que es nuestro principal proveedor, no es ni de lejos el país que más uranio produce en el mundo, ya que su contribución a la producción mundial es tan sólo del 5%. Con esto Rusia, a pesar de ser el principal país de origen del uranio que nosotros utilizamos, se queda en el sexto puesto del ranking mundial de los países productores. Por su parte, Kazajistán es el país que más uranio en el mundo produce, ya que con las 23.809 toneladas y el 39% de cuota es, con diferencia, la mayor potencia mundial del uranio. El segundo país que más uranio produce es Canadá, 13.308 toneladas al año y el 22% de la producción mundial. De Canadá importamos menos del 18%, pero sus capacidades son bastante más ambiciosas. Australia es el tercer productor mundial del



uranio natural y con las 5.654 toneladas cubre el 9% del total. Esto no es mucho, en comparación con la cantidad producida por Kazajistán, pero es lo suficiente como para poder exportar todavía más toneladas a Europa. El siguiente país es Níger<sup>24</sup>, que se ubicaría en el cuarto puesto por el volumen del uranio producido en 2015, y es que sus 4.154 toneladas cubren aproximadamente el 7%. Y seguimos en África, ya que el siguiente productor de uranio natural del mundo es Namibia, que es capaz de producir 3.039 toneladas al año, con lo cual cubre el 5%. Luego Uzbekistán produce 2.423 toneladas, lo cual es el 4% (y una cuarta parte es exportada a la UE, concretamente 526 toneladas). Los Estados Unidos producen 1.539 toneladas de uranio, lo que representa el 3% de la producción mundial. Luego China y Ucrania contribuyen con aproximadamente 2% cada uno. Y Sudáfrica también entra en la tabla, aunque su producción es sólo de 1% del total. También otros países tienen reservas de uranio natural, pero la contribución de todos ellos conjuntamente es solamente el 2% del total. Estos países ni se especifican (pero sabemos que entre ellos por ejemplo es Malawi, de donde importamos en 2015 dos toneladas de uranio natural).

Entonces podemos concluir que por el momento hay suficientes reservas del uranio natural en el mundo, repartidas entre un número bastante elevado de países, y que no se concentran en una sola zona. La UE en 2015 es el destinatario de aproximadamente el 26% de la producción mundial del uranio natural, lo que es una proporción muy alta. El principal país de origen del uranio que utilizamos en la UE, es Rusia, pero no se trata de una condición necesaria. Y es que en el mundo hay muchos más posibles proveedores de uranio, capaces de satisfacer nuestra demanda, por lo que la diversificación europea podría, si se considera oportuno, aumentarse en el futuro.

---

<sup>24</sup> Cuidado con la distinción entre Nigeria y Níger.

**Nigeria** - oficialmente la República Federal de Nigeria, es un país soberano situado en África occidental. Nigeria es oficialmente un país democrático secular. Tiene fronteras con Benin en el oeste, Chad y Camerún en el este, y Níger en el norte. Su costa en el sur se encuentra en el Golfo de Guinea en el Océano Atlántico. Su población total es de 181.562.056 habitantes. La capital es Abuya, con 1.178.568 habitantes, y su ciudad más poblada y anterior capital es Lagos. Nigeria es el país más poblado de África y el séptimo del mundo. También pertenece entre los “Próximos once” (también conocido como N-11) que es un grupo de países con grandes perspectivas de inversión y crecimiento en el futuro. La economía de Nigeria es la más grande de África y una de las más crecientes del mundo. A partir de 2015, Nigeria es la vigésima economía más grande del mundo. Es miembro fundador de la Unión Africana y miembro de las Naciones Unidas, el Commonwealth de las Naciones y la OPEP. Nigeria cuenta con abundantes reservas de petróleo, es el quinto exportador más grande del mundo. La producción diaria de esta materia prima es más de 2 millones de barriles.

**Níger** - oficialmente República del Níger, es un país sin litoral en África occidental. Tiene fronteras en el sur con Nigeria y Benín, en el oeste con Burkina Faso y Malí, en el norte con Argelia y Libia, y en el este con Chad. Sus zonas septentrional y central se encuentran en las áreas desérticas del Sahara y el Sahel. Su economía es una de las más desfavorecidas de África y se estima que aproximadamente dos tercios de su población viven bajo el umbral de la extrema pobreza. Su población es de 18.045.729 habitantes y su capital es Niamey. Es un país rico en minerales, entre los que se destaca el uranio.

### **2.2.2) El debate acerca de la conveniencia del uso de energía atómica:**

La energía nuclear forma parte del panorama energético europeo por más de 60 años, desde la inauguración de la primera central nuclear en el Reino Unido en 1956, hasta la actualidad. La energía nuclear, desde entonces, se ha convertido en una parte indispensable de la realidad energética para la mitad de los Estados miembros, los cuales hacen uso de ella y la incluyen en su mix energético. (Como hemos visto, algunos Estados miembros, como por ejemplo Francia, o también Eslovaquia o Hungría, incluso confían a la energía nuclear más de la mitad de su generación de electricidad.) En consecuencia, la energía nuclear se ha convertido en una parte indispensable también para el conjunto de la Unión Europea, ya que, si bien la mitad de los Estados miembros han decidido no implantarla, al final aproximadamente un tercio de toda la producción energética de la UE se debe justamente a la energía nuclear. Igualmente, casi una tercera parte de la electricidad generada dentro de la UE procede también de las plantas de generación nucleares. Y la energía nuclear está detrás de aproximadamente el 14% de toda la energía consumida dentro del territorio europeo (en términos brutos). Entonces claramente, el hecho de que la energía nuclear forme parte de la realidad energética de la Unión Europea, es innegable.

La energía nuclear también tiene toda una serie de ventajas respecto a las otras tecnologías implantadas y a las otras fuentes de energía utilizadas. Primero, reduce significativamente la dependencia energética exterior de las fuentes fósiles. Recurriendo a la energía nuclear para la generación de electricidad, es posible disminuir en una gran medida el volumen de las fuentes fósiles importadas. (Sobre todo del carbón y del gas natural, porque estas dos fuentes son las que más se utilizan para la generación de energía eléctrica, mientras que el petróleo incide sólo de manera minoritaria. Por su parte, actualmente el petróleo es difícilmente sustituible por la energía nuclear. Al no ser que se generalice más por ejemplo el uso de vehículos eléctricos.) De esta manera, la energía nuclear puede contribuir en una gran medida a la diversificación y a la seguridad energética de la UE.

El segundo argumento a favor de la energía nuclear es que ésta puede contribuir de manera significativa a la consecución de los objetivos medioambientales. Utilizando la energía nuclear, se pueden reducir significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> y demás gases de efecto invernadero ocasionados por la quema de los combustibles fósiles. Y es que las centrales nucleares no generan emisiones, de las torres de refrigeración sale solamente vapor de agua. Por lo que, si se sustituyen los combustibles fósiles por la energía nuclear en la generación de

electricidad, se evita la generación de una buena cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> y se previene en una buena medida la polución y la degradación medioambiental.

Pero existen también argumentos de peso en contra de la energía nuclear, gracias a los cuales la mitad de los Estados miembros han decidido no utilizar esta fuente de energía. El primero y el más importante de los argumentos, es la seguridad y la salud humana. Como es bien sabido, en la eventualidad de un accidente nuclear, las consecuencias pueden ser desastrosas y pueden llegar a costar muchas vidas humanas. Y es que en el caso de que éste ocurriese, ya sea una explosión o simplemente una fuga de materiales radioactivos de alguna de las centrales nucleares, el impacto sería incalculable. Si bien los efectos directos de una posible explosión no necesariamente tendrían que causar muchas muertes (aparte de los trabajadores de la central), el consiguiente escape de material radioactivo y la exposición a altas dosis de radiación ya podrían perjudicar la vida y la salud de miles de personas de toda la zona. Un posible accidente nuclear es el peor de los escenarios imaginables y el peligro que conllevaría es, para muchos, demasiado grande como para arriesgarlo.

Otra gran desventaja de la energía nuclear son los residuos radioactivos. Es una cuestión inherentemente unida a la utilización del combustible nuclear en las centrales (pero también en hospitales o centros de investigación) - ¿qué hacer con el combustible nuclear ya utilizado y gastado? Y es que los residuos del combustible (que en nuestras centrales suele ser el uranio, como hemos visto) todavía emiten radiación y generan calor residual. Dependiendo del tipo de residuo, pueden ser de baja actividad, emitir más bien poca radioactividad y su periodo de semidesintegración<sup>25</sup> puede ser inferior a 30 años, o pueden ser residuos de alta actividad, con unos niveles de radiación muy superiores y con el periodo de semidesintegración de cientos de años. Actualmente existen básicamente dos soluciones al problema de los residuos radioactivos. Antes de todo, los residuos se tienen que aislar en grandes cilindros de metal extremadamente resistentes, y transportar. La cuestión es, hacia dónde. La primera opción son los almacenamientos temporales prolongados (o los comúnmente llamados cementerios nucleares), que son instalaciones de superficie destinadas a gestionar y almacenar de una forma segura pero temporal los residuos radiactivos, y que permiten guardar el combustible entre 100 y 300 años. La segunda opción son los almacenamientos definitivos a gran profundidad, o almacenamientos geológicos, que son depósitos localizados a gran profundidad en formaciones

---

<sup>25</sup> Periodo de semidesintegración = intervalo de tiempo necesario para que el número de átomos de un radionucleido se reduzca a la mitad por desintegración espontánea. Se toma como referencia la mitad de ellos debido al carácter aleatorio de la desintegración nuclear. Por ejemplo para el Uranio-235 el periodo de semidesintegración es de  $7,038 \times 10^8$  años. (Sociedad Nuclear Española.)

geológicas, donde las condiciones en el entorno subterráneo permanecen estables durante largos períodos de tiempo, necesarios para que la radioactividad del residuo decaiga a niveles bajos. (En el segundo caso, todavía falta por demostrarse la efectividad de este tipo de almacenamiento, ya que todavía no ha transcurrido el tiempo para probarlo.) En ambos casos, el problema de los almacenamientos es que normalmente nadie quiere tener uno en la zona de su residencia.

Otra cuestión añadida es que, como siguieren algunos, el recurso a la energía nuclear en realidad tampoco supone la disminución de la dependencia energética, ya que el combustible nuclear también tiene que importarse de otros países. Como acabamos de ver, eso es cierto, la UE produce solamente el 2,6% del uranio que necesita para el funcionamiento de sus centrales. Pero por otra parte las cantidades importadas son bastante más pequeñas que en el caso de los combustibles fósiles, y además existe mayor posibilidad de diversificación, ya que el uranio está repartido por muchas zonas distintas en el mundo.

Entonces por lo visto, existen argumentos importantes tanto a favor como en contra de la energía nuclear. Algunos Estados miembros históricamente siempre se han mostrado favorables a la implantación de centrales nucleares, como por ejemplo Francia, mientras que otros nunca han negado su postura claramente antinuclear, como por ejemplo Austria. La Unión Europea en su conjunto y sus instituciones se muestran más bien a favor de la energía nuclear, ya que en varios documentos<sup>26</sup> incitan a los Estados miembros a que revisen sus respectivos programas nucleares, en el caso de que los tengan, ya que en el futuro probablemente habrá que repensar el papel de la energía nuclear en el mix energético europeo. Pero, al fin y al cabo, son los Estados miembros lo que tienen la competencia exclusiva de decidir, si van a emplear la energía nuclear o no. (Allí la UE tiene solamente un papel consultivo, puede dar recomendaciones o establecer pautas, pero no puede imponer ni obligar a ninguna acción en este sentido.)

La opinión pública de los ciudadanos de los respectivos Estados miembros tiene también mucho que ver con el posicionamiento de cada Estado miembro respecto a la energía nuclear. Los movimientos populares en contra de la energía nuclear históricamente han causado la no

---

<sup>26</sup> Por ejemplo en: Resolución del Consejo, de 17 de diciembre de 1974, relativa a los objetivos comunitarios de política energética para 1985; Libro Blanco COM (95) 682 final – Política Energética para la UE; Libro Verde COM (2000) 769 final – Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento; Libro Verde COM (2006) 105 final - Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura, Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo COM (2007) 1 final – “Una Política Energética para Europa”, etc.

implantación de las centrales nucleares o el cese del programa nuclear en varios países europeos. Los movimientos antinucleares han estado presentes en la UE desde los años 70. Como se ha mencionado, Austria, Suecia e Italia votaron en los años 70 y 80 en referendos nacionales para oponerse a la energía nuclear y eliminarla. (En Austria incluso se ha incorporado a la constitución el precepto que prohíbe la instalación de plantas nucleares en su territorio.) La oposición en Irlanda impidió el desarrollo de un programa nuclear allí. También Dinamarca, Grecia y Noruega son países que no tienen centrales nucleares y que además han restringido la posibilidad de la construcción de plantas. Por su parte, Polonia detuvo la construcción de una planta nuclear en 1990 (a pesar de que el proyecto ya se encontraba en una fase avanzada y a pesar del dinero ya invertido, el gobierno decidió interrumpir la construcción de la central Zarnowiec gracias a las vigorosas manifestaciones antinucleares). También otros países, que sí que utilizan la energía nuclear, como por ejemplo Bélgica, España y Suecia, han decidido no construir nuevas plantas y abandonar la energía nuclear cuando las centrales que actualmente están operativas terminen su vida útil. Incluso en los Países Bajos se cerró una central en 1997 (pero la segunda central que tienen al final se quedó en funcionamiento hasta 2033). El caso más importante en la actualidad es el de Alemania, que ha anunciado su intención de eliminar la energía nuclear progresivamente hasta 2022, aunque todavía las centrales tengan vida útil por delante, y a pesar de que los alemanes todavía dependen en un 15% de la energía nuclear para la generación de electricidad en 2015. Y es que ya en el año 2000 el gobierno alemán anunció oficialmente sus intenciones de abandonar la energía nuclear. Como consecuencia directa, dos de las centrales fueron cerradas en 2003 y 2005. Con esto en Alemania entonces quedaron 17 reactores operativos y en los años posteriores incluso se barajaba la opción del mantenimiento de éstos. Pero después del accidente en Fukushima en 2011 se levantó una oleada de demostraciones y de presión popular antinuclear, y en consecuencia el gobierno alemán entre 2011 y 2015 cerró 9 plantas nucleares, con lo que ahora quedan 8 operativas. Pero éstas también serán cerradas, ya que Alemania aprobó el apagón nuclear definitivo para el 2022.

Entonces la oposición general de los ciudadanos y los movimientos antinucleares existen y han existido ya desde hace cuarenta años en la UE. En algunos Estados miembros han llegado a cobrar mucha importancia y protagonismo, y hasta han llegado a revertir el curso de la política energética del país, han conseguido el abandono de los programas nucleares y el cierre de varias centrales. Las oleadas populares en contra de la energía nuclear siempre han ganado mucha fuerza después de que haya ocurrido un accidente, lo cual ha pasado varias veces en la historia.

El primer accidente grave conocido se produjo en 1975 en una central nuclear en Browns Ferry en Estados Unidos. Solo cuatro años después, en 1979, se produjo el accidente de la central nuclear de Three Mile Island, también en Estados Unidos. Entonces se produjo un fallo en el circuito, lo cual impidió la retirada de calor del sistema en los generadores de vapor, y los sucesos desafortunados junto con más fallos técnicos, provocaron una pequeña explosión en el edificio. Por suerte en el accidente no hubo muertos ni heridos graves directos. Y el estudio realizado por los investigadores de la Escuela de Salud Pública de la Universidad de Pittsburgh "no proporcionó pruebas consistentes de que la radioactividad liberada durante el accidente nuclear ha tenido un impacto significativo en la mortalidad global de los residentes"<sup>27</sup>.

El accidente nuclear más grave de la historia se produjo el 26 de abril de 1986 en Chernóbil, en la antigua Unión Soviética (hoy es territorio de Ucrania). Durante una prueba de la capacidad de refrigeración del sistema en un simulado corte de electricidad se han producido fallos graves (incluidas malas decisiones de los técnicos de la central), que han llevado al desastre. Se trató de un experimento hecho con el fin de aumentar la seguridad del sistema. Pero al cortar el suministro se ha producido un aumento súbito de potencia en el reactor 4, lo que produjo el sobrecalentamiento del núcleo del reactor, lo que a su vez terminó provocando la explosión del hidrógeno acumulado en su interior en forma de una nube. Luego en el núcleo, expuesto al aire libre después de la explosión, el combustible nuclear y otros metales se habían convertido en una masa líquida incandescente, que alcanzaba la temperatura de los 2500°C, y que expulsaba humo radiactivo a alturas considerables como una chimenea. 36 horas después del accidente se evacuó el poblado más cercano a la central y se creó una zona de seguridad con un radio de 10 km, y seis días después se expandió la zona a 30 kilómetros y se evacuó también la población de esta área - en total 116.000 personas fueron evacuadas (pero dado por la tardía respuesta, ya habían recibido dosis de radiación). Dos empleados de la planta murieron como consecuencia directa de la explosión y otros 29 murieron poco después a causa del envenenamiento radioactivo. Luego en los trabajos de descontaminación posteriores al accidente un total 600.000 personas recibieron altas dosis de radiación - eran los llamados *Liquidadores*. Muchos de ellos tuvieron efectos secundarios y varios miles murieron, aunque nunca se ha publicado la cifra exacta. Igualmente, no se sabe la incidencia real sobre la población, ya que no hay conclusiones acerca de un aumento de casos de cáncer en la zona. Pero, por otro lado, la Organización Mundial de la Salud en su publicación *Efectos sobre la salud*

---

<sup>27</sup> *Normal Cancer Rate Found Near Three Mile Island Plant*; The New York Times; By MATTHEW L. WALD, NOV. 1, 2002.

en el accidente de Chernóbil insiste en que la incidencia de cáncer de tiroides en Bielorrusia, Ucrania y Rusia es considerablemente mayor después del accidente<sup>28</sup>. De todos modos, lo cierto es que se han registrado niveles elevados de la radiación, ya que ésta se extendió por la atmósfera a la mayor parte de Europa durante varios días. Después el reactor fue cubierto con un sarcófago para prevenir otras posibles fugas de la radiación al exterior.

El tercer, y afortunadamente último, de los accidentes nucleares serios que han sucedido últimamente y que han tenido impactos graves, es el de Fukushima, en Japón oriental. Éste fue causado por los sucesos naturales que le han precedido inmediatamente - por el terremoto (grado 9 en la escala sismológica de magnitud de momento<sup>29</sup>) y la ola de tsunami que se levantó como consecuencia del seísmo. Sucedió el 11 de marzo de 2011. Este día tres de los 6 reactores de la central de Fukushima estaban operando, y las demás unidades estaban paradas por una inspección periódica. Cuando llegó el terremoto las unidades que estaban operativas se apagaron automáticamente. (Cuando se apagan los reactores, para también la producción de electricidad.) Normalmente los reactores apagados usan la electricidad de la red eléctrica para el enfriamiento, pero la red fue dañada también por el terremoto. Para estos casos hay motores diésel de emergencia para poder generar electricidad, pero éstos se detuvieron de repente con la llegada del tsunami que siguió al terremoto. El tsunami (que llegó a tener hasta 40 metros de altura) además causó una serie de fallos tecnológicos, los cuales culminaron con la pérdida completa de control sobre la central y los reactores. La parada de los sistemas de refrigeración de los reactores causó un sobrecalentamiento que conllevó a la fusión del núcleo en los reactores, consiguientemente también explosiones de hidrógeno, lo cual a su vez generó múltiples incendios, y toda la situación se vio agravada con la presencia además de las barras de combustible nuclear gastado almacenadas en la central. Se escaparon de la central gases radioactivos, pero también hubo filtraciones de radiación en el agua del mar - por la grieta en uno de los reactores hubo vertidos de agua contaminada al mar (que llegó a registrarse hasta en la costa de California). La respuesta inmediata del gobierno fue la evacuación de la población del perímetro de hasta 30 kilómetros. En cuanto a los daños personales, los resultados directos fueron 23 personas heridas y 21 trabajadores de la central expuestos a altos niveles de

---

<sup>28</sup> World Health Organisation; *Health Effects on the Chernobyl Accident and Special Health Care Programmes*; Report for the UN Chernobyl Forum - Expert Group "Health"; Geneva 2006.

<sup>29</sup> La escala sismológica de magnitud de momento ( $M_W$ ) es una escala logarítmica usada para medir y comparar terremotos. Está basada en la medición de la energía total que se libera en un seísmo. Fue introducida en 1979 por Thomas C. Hanks y Hiroo Kanamori como la sucesora de la escala sismológica de Richter.

radiación. Finalmente, en cuanto a la gravedad del accidente, éste fue calificado igual que el accidente de Chernóbil - nivel 7 en la Escala Internacional de Accidentes Nucleares.

Después de los sucesos de Fukushima se reavivaron los movimientos antinucleares y se abrió de nuevo el debate sobre el uso de la energía nuclear en Europa. La opinión pública en general reaccionó pidiendo el rechazo a la energía nuclear. Al final es una decisión que les concierne únicamente a los gobiernos de los Estados miembros y la UE no tiene competencia de tomar ningún tipo de medidas. Pues en consecuencia el gobierno alemán, como hemos visto, aprobó el apagón nuclear para 2022 y cerró 9 centrales. Pero también por ejemplo en Italia hubo un referéndum en el que la población ha rechazado rotundamente todas las opciones nucleares. En España se adelantó el cierre de la central nuclear de Garoña. Y Austria pidió que se hicieran pruebas de resistencia para revisar los niveles de seguridad de todas las centrales nucleares en la UE. Qué rumbo tomará la energía nuclear en otros países de la UE todavía queda por ver. De todos modos, el debate está abierto y la polémica genera muchas controversias.

Cuáles serán las consecuencias del abandono de la energía nuclear a medio y largo plazo en los países que así lo hayan decidido, por ejemplo para el medio ambiente, también queda por ver. Por un lado, las centrales nucleares apagadas podrían ser sustituidas por producción a partir de fuentes de energía renovables, lo cual sería una buena noticia. Pero, por otro lado, la solución a corto plazo generalmente es la de recurrir en mayor medida a las fuentes de energía fósiles para reemplazar la producción nuclear. Lo cual no ayudaría mucho a la ya complicada situación energética de la UE, ni al medio ambiente.



### **Capítulo 3: Energías renovables – ¿la solución para el futuro?**

Como se desprende del Libro Blanco de 1995 titulado *Política Energética para la UE*, del Libro Blanco de 1997 titulado *Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovables*, así como de los Libros Verdes publicados posteriormente (los cuales serán objeto de análisis más profundo en el Capítulo 5), la contribución de la energía producida a partir de fuentes de energía renovables (RES), es clave para la consecución de los objetivos comunitarios de competitividad, seguridad y sostenibilidad. Y es que la generación de energía procedente de fuentes renovables ayuda tanto a aumentar la competitividad (el mercado se hace cada vez más sensibilizado con el problema energético y medioambiental, por lo que la demanda de este tipo de energía está en aumento y la adaptación de las empresas energéticas es necesaria, lo que conlleva a la inversión en nuevas tecnologías limpias y la creación de empleo en este sector), así como ayuda a aumentar la seguridad del suministro (a mayor contribución de energías renovables, menor dependencia energética externa y mayor diversificación), y finalmente es una necesidad imperativa para garantizar la sostenibilidad (para que el desarrollo europeo sea sostenible y respetuoso con el medio ambiente y para que la UE pueda cumplir con las obligaciones del Protocolo de Kioto, es necesario recurrir a la energía renovable).

Este Capítulo, por lo tanto, se dedicará monográficamente a las fuentes de energía renovables. Primero se analizarán las actuaciones legales emprendidas desde la UE para garantizar el fomento de este tipo de fuentes de energía - se analizará la Directiva 2009/28/CE sobre las energías renovables. Luego se descenderá a la realidad y se hará un recorrido por las distintas fuentes que utilizamos en la UE y su contribución a la producción de energía en Europa, al consumo de energía (tanto interior bruto, como final) y también a la generación de electricidad. A continuación, se hablará del objetivo “20-20-20” y se incluirá el informe hecho para DG GROW (Directorate General for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SME’s - Dirección General de Mercado Interior, Industria, Empresariado y PYMEs) durante la estancia en la Comisión Europea, realizada en 2015. El informe, denominado *EU’s energy and climate objectives “20/20/20”*, trata de analizar las medidas y planes de apoyo a las RES emprendidas concretamente en la República Checa, Alemania, Francia y España. Se incluirá en versión original, tal y como se ha presentado en julio de 2015 en Bruselas.

### **3.1) Directiva 2009/28/CE sobre las energías renovables:**

Como acabamos de ver, el medioambiente y la sostenibilidad es uno de los temas clave relacionados con la energía en la UE. El recurso a las energías renovables y la implantación de éstas, es una de las respuestas ante el problema energético y medioambiental que se plantea. La UE ha decidido apostar por las fuentes renovables e incluir su apoyo entre las políticas emprendidas para conseguir los objetivos de seguridad, competitividad y sostenibilidad. Las energías renovables, por lo tanto, están muy presentes en la política energética de la Unión, y asimismo se han convertido en una parte indispensable del panorama energético actual. Para empezar el análisis de la energía renovable, será necesario ver en primer lugar qué posición y qué trato legal tienen las RES en el seno de la UE.

Desde las instituciones de la UE, y especialmente desde la Comisión, muy conscientes del impacto positivo que tiene la utilización de energía procedente de las RES, los representantes decidieron apostar por este tipo de energía e incluir políticas para su promoción entre las actuaciones prioritarias. Ya en 1995 en el Libro Blanco denominado *Política Energética para la UE*, se dedicó un capítulo a las energías renovables. A continuación, se elaboró el Libro Blanco de 1997 titulado *Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovables*, el cual fue dedicado monográficamente a las energías renovables, como su nombre indica. Ya en los años 90 se sabía perfectamente que la solución tendría que pasar (también) por las RES. (Aunque entonces, hace 20 años, su implantación todavía era más bien tímida y la tecnología no era tan madura.) Como bien se dice en la Introducción de la primera parte del Libro Blanco de 1997, dedicada a la descripción de la situación:

*“El aprovechamiento actual de las fuentes energéticas renovables en la Unión Europea es irregular e insuficiente. Aunque la disponibilidad de muchas de estas fuentes es abundante y su potencial económico real es considerable, su contribución al consumo de energía interior bruto de la Unión en su totalidad es decepcionantemente bajo: inferior al 6%, un porcentaje que está previsto aumente progresivamente en el futuro. Para resolver este desafío es necesario un esfuerzo conjunto tanto a nivel comunitario como de los Estados miembros. Si la Comunidad no logra atender una parte perceptiblemente mayor de su demanda energética con fuentes de energía renovables durante la próxima década, se habrá perdido una importante oportunidad de*

*desarrollo al tiempo que le resultará cada vez más difícil cumplir sus compromisos, tanto a nivel europeo como internacional, en materia de protección del medio ambiente.*<sup>30</sup>”

Como consecuencia, se empezaron a tomar medidas concretas al respecto, para promover y apoyar la implantación de las RES en la UE. Se dieron pasos importantes con la adopción sucesiva de los siguientes textos:

- Resolución del Parlamento Europeo, de 17 de junio de 1998, sobre la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables;
- Resolución del Consejo de 8 de junio de 1998 sobre las RES, y las Conclusiones del Consejo (Energía) de noviembre de 1998, mayo de 1999 y diciembre de 1999;
- Resolución del Parlamento Europeo, de 30 de marzo de 2000, sobre la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y el mercado interior de electricidad<sup>31</sup>.

Estos documentos sentaron la base y fueron responsables del marco legal que se estableció a continuación en 2001. Y es que después de la aprobación de dichos textos, el Consejo y el Parlamento pidieron expresamente a la Comisión que elaborase un marco concreto de actuaciones en el campo de la energía procedente de fuentes renovables y su acceso al mercado europeo. La plasmación concreta de todas las iniciativas comunitarias al respecto, fue la **Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad**. El objetivo principal de esta Directiva fue de fomentar el aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior de la electricidad. Como se establece en las consideraciones preliminares de la Directiva, es necesario promover las RES para alcanzar los objetivos comunitarios:

*“Las posibilidades de explotación de las fuentes de energía renovables están infrutilizadas actualmente en la Comunidad. La Comunidad reconoce que es necesario promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible. Además, esta medida*

---

<sup>30</sup> Comunicación de la Comisión COM (1997) 599 - Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios, *ENERGÍA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES*; de 18 de junio de 1998; DO C 210 de 6.7.1998, pág. 215.

<sup>31</sup> Resolución del Parlamento Europeo sobre el documento de trabajo de la Comisión sobre Electricidad procedente de fuentes de energía renovables y el mercado interior de la electricidad (SEC(1999) 470 - C5-0342/1999 - 2000/2002 (COS) ). Jueves 30 de marzo de 2000 - Bruselas.

*puede ser fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y hacer posible que se cumplan los objetivos de Kioto con más rapidez. Por lo tanto, es necesario que estas posibilidades se exploten mejor en el marco del mercado interior de la electricidad.<sup>32</sup>”*

Para garantizar que la contribución de la energía procedente de fuentes renovables en el conjunto de la UE aumente, la Directiva establece el objetivo global de alcanzar el 12 % del Consumo Final Bruto de energía procedente de fuentes de energía renovables para el año 2010. Los Estados miembros, por lo tanto, deben fijar objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad generada a partir de las RES. (Los objetivos nacionales de cada Estado miembro son distintos, según la situación de cada país. El 12% es la tasa global para toda la UE.) A continuación, la Comisión procederá a la evaluación del grado de consecución del objetivo indicativo global del 12% a partir de los distintos objetivos indicativos nacionales. Esto en la práctica significa que cada Estado miembro a partir del año 2002 tiene que elaborar sus objetivos indicativos nacionales, adoptar medidas para la consecución de éstas, y finalmente publicar un informe detallado sobre los pasos emprendidos. La Comisión a continuación evaluará este informe y comprobará si estos objetivos están en consonancia con el objetivo global del 12% de contribución global de energías renovables al Consumo Final Bruto de energía para el año 2010.

Las medidas que deben de tomar los Estados miembros para alcanzar sus respectivos objetivos indicativos, son sobre todo la creación de un sistema de apoyo a los productores de energía procedente de fuentes renovables (ya sean ayudas directas o indirectas - por ejemplo las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos y los sistemas de apoyo directo a los precios, etc.), la creación de un sistema de garantía de origen (se trata de unos certificados que demuestren de manera fiable que el origen de la electricidad es a partir de fuentes de energía renovables) y por último la garantía del acceso a la red para los productores de energía generada a partir de fuentes de energía renovables (se dará prioridad de acceso a este tipo de energía). Esta prioridad se establece en el punto 1 del artículo 7 de la Directiva 2001/77/CE:

*“Cuando gestionen la interconexión de las instalaciones de generación, los operadores de los sistemas de transporte darán prioridad a las instalaciones de generación que utilicen fuentes*

---

<sup>32</sup> Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; 27.10.2001; L 283/33 ES.

*de energía renovables en la medida en que el funcionamiento del sistema eléctrico nacional lo permita.*<sup>33</sup>”

Después de haber puesto en marcha las disposiciones establecidas en la Directiva 2001/77/CE, y vistos los primeros resultados, se llegó a la conclusión de que tanto los objetivos como las medidas eran insuficientes. Seis años después de la aprobación de dicha Directiva, se publicó la Comunicación de la Comisión, de 10 de enero de 2007, titulada *Programa de trabajo de la energía renovable - Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible*, la cual concluye que los objetivos comunitarios pueden y deben ser más ambiciosos. Entonces se procedió a la reformulación de los objetivos en cuanto a la contribución de energía procedente de fuentes de energía renovables. Se señaló que el 20 % para la cuota global de energía procedente de fuentes renovables y el 10 % para las RES en el transporte, pueden ser metas adecuadas y viables para el año 2020. A continuación, los Jefes de Estado o de Gobierno en el Consejo Europeo de marzo de 2007 confirmaron dichas metas, y también aprobaron que el procedimiento adecuado para conseguir los objetivos energéticos y medioambientales comunitarios, es la obligatoriedad de dichas cuotas. Como consecuencia, el Parlamento Europeo le pidió a la Comisión mediante su Resolución de 25 de septiembre de 2007, sobre el programa de trabajo de la energía renovable en Europa, que elaborase un nuevo marco legislativo para el sector de las energías renovables, incluyendo las cuotas mencionadas para el año 2020. El resultado de este proceso de reformulación de los objetivos referentes a la contribución de energía renovable es la **Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.**

La Directiva 2009/28/CE, por lo tanto, subraya la necesidad de promover el aumento de la contribución de las energías renovables para alcanzar los objetivos energéticos y medioambientales. Además, se vuelven a destacar los efectos positivos sobre la competitividad (como la inversión en las tecnologías renovables, lo que conlleva a la creación de empleo, y en última instancia también a una mayor cohesión social). Pero aparte de reafirmar las razones de la necesidad de promover la energía procedente de las RES y de destacar su impacto beneficioso, la nueva Directiva pretende hacer cumplir los mencionados objetivos generales más ambiciosos, por lo que incluye también una serie de nuevas medidas para alcanzarlos.

Los nuevos objetivos generales se establecieron según los porcentajes que se cuantificaron en la Comunicación de la Comisión de 2007 sobre *Las energías renovables en el*

---

<sup>33</sup> Ibidem - artículo 7 (Cuestiones relativas a la red).

*siglo XXI* - es decir el 20% de contribución de las RES al Consumo Final Bruto de energía y el 10% de las RES en el consumo de energía en el transporte para el año 2020. El esquema sigue siendo el mismo – cada Estado miembro elabora su plan de acción nacional con una cuota individual, pero teniendo en cuenta los objetivos generales finales para el año 2020, a continuación lo presenta a la Comisión y ésta lo evalúa. Y en el caso de que los objetivos individuales y las medidas de algún Estado miembro no estén en consonancia con el objetivo general, la Comisión solicita al Estado miembro que modifique su plan nacional.

En el articulado de la Directiva se sigue insistiendo en la garantía del acceso a la red para los productores de electricidad procedente de las RES, así como en la prioridad que se tiene que conceder a este tipo de energía. También se mantiene el mecanismo de garantías de origen de electricidad y se añaden, para completar el esquema, garantías de origen para la calefacción y la refrigeración. Y como medidas novedosas, ahora la Directiva contempla también proyectos conjuntos entre dos o más Estados miembros para la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, y proyectos conjuntos entre Estados miembros y terceros países - en ambos casos la Directiva se refiere a proyectos de nueva construcción. También se abre la posibilidad de crear sistemas de apoyo conjuntos, mediante los cuales los Estados miembros reúnen o coordinan sus sistemas de apoyo nacionales para promover de esta manera los mencionados proyectos conjuntos. Otra novedad es la creación del mecanismo que posibilita la transferencia estadística de energía procedente de fuentes de energía renovables entre los Estados miembros, para poder cumplir de esta manera con los objetivos establecidos. Y por último, la Directiva 2009/28/CE, a diferencia de la Directiva anterior, regula también la materia del fomento del uso de energías renovables en el transporte, por lo que incluye en su articulado también medidas referentes a los biocarburantes y biolíquidos. Se destaca el impacto que tiene la utilización de este tipo de carburantes - la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de biocarburantes y biolíquidos debería ser del 50 % como mínimo antes de 2017, y del 60% como mínimo, a partir de 2018.

Dos años después de la aprobación de la Directiva, la Comisión emitió la **Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo Energías renovables COM (2011) 31 final: En marcha hacia el objetivo de 2020**, en la que se destaca la importancia de la aprobación de la Directiva 2009/28/CE y de las medidas que de ésta se desprenden, se analizan los avances en el desarrollo del sector de energías renovables, y se analizan los retos pendientes para el pleno cumplimiento de los objetivos establecidos por la Directiva.

### 3.2) La implantación de las RES en la UE:

Una vez vista la teoría y la evolución jurídica y del amparo legal de las energías renovables en la UE, habrá que descender a la realidad y observar los hechos. Habrá que proceder al análisis de los datos pertinentes y habrá que estudiar las estadísticas que trazan las energías renovables y sus contribuciones al consumo interior bruto, al consumo final de energía, a la generación de electricidad, pero también ver las cifras absolutas de la energía producida a partir de las fuentes de energía renovables.

Para empezar, acudiendo a la Tabla nº 27, generada en el portal de Eurostat, que monitoriza la producción primaria de energías renovables, podemos ver la serie de valores, desde 2004 hasta 2015, que indica las cifras tanto para el conjunto de la UE, como para los distintos Estados miembros.

**Tabla 27) Producción primaria de RES, UE 28 (2004 - 2015, en ktoe):**

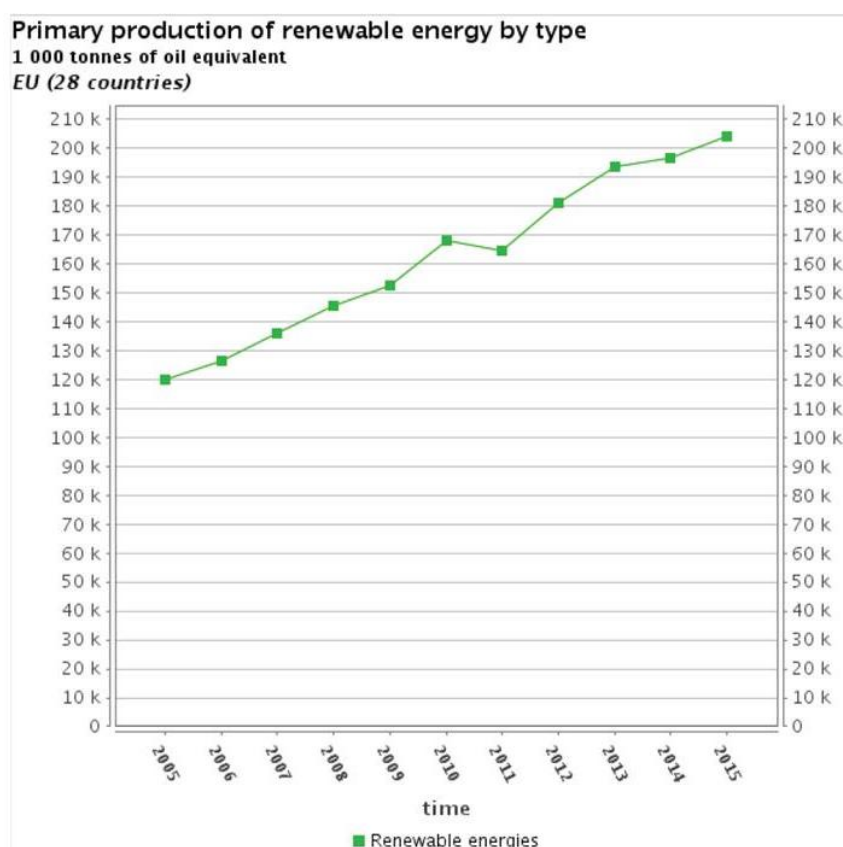
Primary production of renewable energy by type 1 000 tonnes of oil equivalent Renewable energies												
geo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
EU (26 countries)	113.412,8	119.878,7	126.144,2	135.801,1	145.303,3	152.504,8	168.118,2	164.441,7	181.017,7	193.331,7	196.501,6	204.028,8
Euro area (19 countries)	80.016,5	83.076,9	89.157,6	97.400,8	104.029	109.255,8	120.901,4	117.419,1	129.044,4	140.204,6	142.288,3	144.963,1
Belgium	759,9	874,8	932,1	1.139,2	1.375	1.739,4	2.267,5	2.726,2	2.848,4	2.966,4	2.945,2	2.958,6
Bulgaria	1.009,1	1.123,8	1.172,9	994,8	1.091,2	1.153,3	1.503,7	1.438,4	1.638,1	1.825,5	1.842,3	2.032,6
Czech Republic	2.152,9	2.274,1	2.440,9	2.545,1	2.724,7	3.009,4	3.251	3.479,6	3.727,3	4.117,5	4.197,5	4.279,3
Denmark	2.447,4	2.513,8	2.540,3	2.832,9	2.810,7	2.794,3	3.113,1	3.064,2	2.974	3.048,2	3.133,1	3.528,4
Germany	14.567,9	16.850,5	20.039,8	23.328,2	23.086,5	24.279,9	27.712	29.455,8	32.086,2	33.679,5	36.017,9	38.886,1
Estonia	680,5	692,2	645,1	744,7	755,4	864,6	987,5	976,5	1.056,3	1.122,2	1.186	1.286,3
Ireland	281,9	366,1	421,5	465,6	544,5	632,1	619,6	721,1	726,8	756,5	853,6	980,7
Greece	1.570,9	1.643,4	1.778,3	1.678,5	1.653,6	1.808,9	1.974,4	1.991,6	2.265,9	2.486,8	2.329,3	2.640,7
Spain	8.815,6	8.397,7	9.163,9	10.003,1	10.315,6	12.383,2	14.634,6	13.954,6	14.644,9	17.562,1	18.002,8	16.873,5
France	15.768,5	15.728,2	15.279,4	16.246,9	18.384,5	18.610,3	20.646,8	17.530,5	20.325,7	22.545,2	21.012,5	21.416,9
Croatia	1.847,1	1.855,4	1.777,7	1.580,8	1.707,5	1.911,9	2.166,9	1.886,2	1.943,9	2.312,7	2.292,3	2.227,6
Italy	12.193	13.328,5	14.200,8	15.953	18.787,3	19.294,6	19.394,7	18.223,6	21.104,4	23.499,8	23.644,1	23.563,9
Cyprus	48,4	47,7	49,8	66,6	75,2	77,1	81,6	96	106,6	108,9	111	118
Latvia	1.836,8	1.853,8	1.839,8	1.794,1	1.781,7	2.089,2	1.964,3	2.071,3	2.331,4	2.137	2.371,2	2.337,2
Lithuania	849,1	899,8	956,3	964,3	1.053,8	1.170,1	1.184,7	1.162,1	1.197,9	1.288,4	1.358,2	1.466,1
Luxembourg	50,7	71,6	77,4	84,8	88,7	82,9	87,5	80,9	90,5	98,1	119,4	113
Hungary	949,6	1.189,1	1.242,1	1.336,6	1.609,7	1.850,9	1.921,9	1.857,9	1.965,3	2.052	2.018,6	2.217,9
Malta	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9	0,9	4,5	6,5	8,7	9,1	12,7	14,8
Netherlands	1.880,7	1.970,1	2.157,9	2.266,7	2.555,9	2.896,1	3.063,7	3.207,9	3.915,7	4.373,4	4.555,4	4.810,4
Austria	6.618,1	7.078,7	6.994,1	7.715,3	8.149,4	8.280,8	8.708,5	8.260,9	9.347,7	9.452,6	9.217,3	9.303,3
Poland	4.320,7	4.549,4	4.765,7	4.850,2	5.402,3	6.023,9	6.847,1	7.441,5	8.467,5	8.520,9	8.072,3	8.635,2
Portugal	3.799,5	3.474,7	4.221,7	4.506,3	4.340,8	4.785,9	5.641,5	5.380,5	4.562,7	5.607	5.834,8	5.182,1
Romania	4.593,6	4.984,2	4.831	4.717,7	5.336,1	5.274,6	5.708,4	5.027,5	5.242,2	5.560,8	6.089,6	5.935
Slovenia	821,8	773,9	767,7	726	835,4	1.055,1	1.091,4	1.003,3	1.018,2	1.115,2	1.157,5	1.025,6
Slovakia	744,8	861	863,5	961,5	1.032,8	1.222,9	1.403,8	1.386,8	1.433,5	1.466,7	1.440,8	1.591,6
Finland	8.728	8.163,8	8.767,9	8.755,2	9.212,1	7.981,5	9.432,6	9.182,9	9.972,8	9.929,8	10.118,4	10.394,4
Sweden	13.191,6	14.825,6	14.388,2	15.293,7	15.619,9	15.819,1	16.996,8	16.324,2	18.524,4	16.769,5	16.709	18.374,9
United Kingdom	2.884,2	3.486,4	3.827,8	4.248,5	4.972,2	5.411,5	5.707,8	6.503,1	7.490,6	8.919,9	9.858,6	11.834,7

Fuente: Eurostat; Code: ten00081; Hyperlink to the table:

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=ten00081>.

Observando la Tabla nº 27, podemos ver que la producción total de energía generada a partir de fuentes de energía renovables (RES) para toda la UE fue de 113,4 Mtoe en 2004, 119,9 Mtoe en 2005, de 126,1 Mtoe en 2006, de 135,8 Mtoe en 2007, 145,3 Mtoe en 2008, de 152,5 Mtoe en 2009, de 168,1 Mtoe en 2010, de 164,4 Mtoe en 2011, de 181 Mtoe en 2012, de 193,3 Mtoe en 2013, de 196,5 Mtoe en 2014 y de 204 Mtoe en 2015. Como se puede apreciar, la producción de las RES aumenta sustancialmente, como resultado de las políticas de promoción y apoyo a este tipo de energías por parte de la Unión Europea, cosa que desde luego es muy laudable. En el siguiente Gráfico nº 17 se refleja la evolución de la producción primaria de las RES en la UE a lo largo del período medido. Allí vemos una tendencia claramente al alza, duplicando casi el volumen de energía producida en los 11 años registrados. Solamente en el año 2011 aparece un ligero descenso respecto al año anterior, pero a continuación la curva vuelve a recuperar su pendiente claramente ascendente.

**Gráfico 17) Producción primaria de RES, UE 28 - evolución (2004 - 2015, en ktoe):**



Fuente: Eurostat - Tables, Graphs and Maps Interface (TGM); Hyperlink to the graph:  
<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/graph.do?pcode=ten00081&language=en>



En la siguiente Tabla nº 28 podemos apreciar detalles acerca de la producción primaria de las RES, con las cifras para los Estados miembros de la UE. En el año 2014 la producción primaria total para todas las fuentes renovables y para todos los países de la UE, ha sido de 195,8 Mtoe. (Aquí vemos que la cifra total varía ligeramente con respecto al valor proporcionado por Eurostat en la tabla arriba, en la que aparecen 196,5 Mtoe. Esta diferencia del 0,7 Mtoe puede deberse a las correcciones posteriores de datos proporcionados.) Entonces en 2014 las RES representan aproximadamente una cuarta parte de la energía producida en el territorio de la UE, concretamente el 24,9% del total.

**Tabla 28) Producción primaria de energía, UE 28 - RES (2014, en Mtoe y %):**

Production*						
BY FUEL						
* Primary Production and Receipt, Production from Other Sources and Recycled Products.						
2014						
Mtoe	Nuclear	Solid Fuels	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes, Non-Renewable
EU-28	226.1	150.0	195.8	117.3	84.5	12.4
Share (%)	28.8%	19.1%	24.9%	14.9%	10.7%	1.6%
BE	8.69	0.00	2.86	0.00	0.99	0.66
BG	4.11	5.12	1.84	0.16	0.07	0.02
CZ	7.84	16.93	3.66	0.21	0.33	0.25
DK	0.00	0.00	3.14	4.16	8.09	0.42
DE	25.06	44.13	36.02	6.86	8.54	4.30
EE	0.00	4.58	1.19	0.00	0.80	0.07
IE	0.00	0.97	0.85	0.12	0.11	0.06
EL	0.00	6.38	2.33	0.01	0.11	0.02
ES	14.78	1.63	18.00	0.02	0.46	0.20
FR	112.59	0.19	21.00	0.02	1.89	1.24
HR	0.00	0.00	2.29	1.44	0.68	0.01
IT	0.00	0.06	23.64	5.86	6.10	1.16
CY	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	0.01
LV	0.00	0.00	2.37	0.00	0.00	0.01
LT	0.00	0.03	1.36	0.00	0.10	0.02
LU	0.00	0.00	0.12	0.00	0.00	0.03
HU	4.05	1.59	2.05	1.44	0.90	0.10
MT	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
NL	1.06	0.00	4.56	50.37	6.24	0.68
AT	0.00	0.00	9.37	1.09	0.91	0.70
PL	0.00	54.03	8.05	3.73	1.56	0.52
PT	0.00	0.00	5.85	0.00	0.09	0.15
RO	3.01	4.45	6.09	8.77	4.28	0.07
SI	1.64	0.82	1.18	0.00	0.01	0.04
SK	4.04	0.58	1.44	0.08	0.42	0.15
FI	6.08	1.60	10.07	0.00	0.67	0.24
SE	16.74	0.13	16.66	0.01	0.13	0.60
UK	16.44	6.79	9.70	32.93	41.02	0.67

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Vemos que el país que más energía a partir de las RES ha producido es, con diferencia, Alemania. Este año concreto ha producido 36 Mtoe de los 196 Mtoe totales de las RES en la UE. El segundo país es Italia, con los 23,6 Mtoe, lo cual es bastante menos que la cantidad producida por Alemania, pero sigue siendo la segunda cifra más alta. Luego está Francia, que en 2014 ha producido 21 Mtoe a partir de las RES. En el cuarto lugar está España, con su producción de 18 Mtoe de energía renovable. Luego las cifras absolutas de producción primaria nos dan información acerca del volumen total generado por las RES en cada Estado miembro, expresado en toneladas equivalentes al petróleo (el cual es mayor para los países más grandes), pero sin embargo no nos dicen nada acerca de la proporción de las RES en la producción de todas las fuentes de energía en cada país. Esta información la encontramos en la Tabla nº 29, del *Pocketbook* de Eurstat de 2013.

**Tabla 29) Producción primaria de energía, UE 28 - RES (2011, en %):**

Primary energy production, by fuel									
	Total production (ktoe)			Share of each fuel to total production, 2011 (%)					
	2001	2006	2011	Hard coal	Lignite	Oil	Gas	Nuclear	RES
EU-28	944 586	882 075	804 976	9	12	11	18	29	20
BE	13 087	13 565	17 648	–	–	–	–	71	14
BG	10 307	10 987	12 256	0	51	0	3	35	12
CZ	31 329	33 519	31 956	22	43	1	0	23	9
DK	27 130	29 545	21 017	–	–	54	30	–	14
DE	134 682	138 480	124 411	7	31	3	9	22	25
EE	3 170	3 746	5 038	–	81	–	–	–	19
IE	1 775	1 644	1 789	–	42	–	16	–	41
EL	9 982	10 074	9 615	–	78	1	0	–	21
ES	33 309	31 178	31 624	8	–	0	0	47	44
FR	130 724	135 060	134 917	–	–	1	0	85	13
HR	3 758	4 146	3 787	–	–	19	53	–	28
IT	26 966	27 754	31 866	0	–	18	22	–	56
CY	44	52	96	–	–	–	–	–	100
LV	1 523	1 846	2 075	–	0	–	–	–	100
LT	4 182	3 435	1 290	–	1	9	–	–	90
LU	72	119	116	–	–	–	–	–	73
HU	11 285	10 282	10 719	–	15	9	20	38	17
MT	0	0	1	–	–	–	–	–	100
NL	61 450	61 089	64 535	–	–	3	89	2	5
AT	9 781	10 137	11 501	–	0	7	13	–	73
PL	79 904	77 185	68 083	63	18	1	6	–	11
PT	4 097	4 365	5 304	–	–	–	–	–	97
RO	27 921	28 252	27 783	0	24	16	31	11	18
SI	3 146	3 428	3 748	–	32	–	0	43	24
SK	6 467	6 378	6 171	–	10	0	2	65	22
FI	15 241	18 091	16 998	–	10	0	–	35	54
SE	33 345	32 369	32 082	–	1	–	–	49	49
UK	259 910	185 348	128 552	8	–	41	32	14	5

Fuente: EUROSTAT Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; 2013 edition; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013; ISSN 1725-4566.

La proporción porcentual de las RES en la producción energética de los Estados miembros es un dato interesante, ya que nos revela cuánto peso tienen las RES entre las fuentes que cada Estado posee. (Los datos del *Pocketbook* de Eurostat son del año 2011, lo que nos dificulta un poco la comparación, ya que la tabla del *Pocketbook* de la Comisión dispone de datos para 2014. Pero podemos hacer la comparación con el año correspondiente de la Tabla nº 27 generada en el portal de estadísticas on-line de Eurostat.)

Para el conjunto de la UE el porcentaje de la producción primaria generada a partir de las RES, ha sido del 20% en 2011, y del 25% en 2014, lo que es una evolución muy positiva. (Pero la cifra debería ser mucho más alta, teniendo en cuenta que, como hemos visto en el Capítulo relativo a la producción, ésta es bastante deficitaria). Vemos que aparecen tres Estados con el 100% de producción renovable. Los tres países no disponen de reservas de fuentes fósiles, ni tampoco tienen centrales nucleares, por lo que la totalidad de su producción es a partir de las RES. Pero se trata de dos países muy pequeños y cuya producción por otra parte es nula - Chipre y Malta. Su producción es realmente muy pequeña, solamente 0,01 y 0,1 Mtoe respectivamente. Y un caso distinto, que es Letonia - es también un país relativamente pequeño, tiene aproximadamente 2 millones de habitantes, y su producción depende también solamente de las RES, pero a diferencia de las dos islas, su producción es algo más grande. En 2011 fue de 2,1 Mtoe y en 2014 de 2,4 Mtoe. Su caso es interesante, ya que por ejemplo los otros dos países bálticos presentan características distintas. Estonia, si bien es el más pequeño de los países bálticos, tiene solamente 1,3 millones de habitantes, su producción total es bastante más grande que la del resto - 5 Mtoe en 2011 (de éstos el 19% se debe a las RES) y 6,63 Mtoe en 2014 (de éstos 1,2 Mtoe se debe a las RES). Por su parte Lituania alcanza también un porcentaje muy alto de las RES, se trata del 90% de su producción en 2011, lo que es 1,2 Mtoe. (Pero su producción total no es muy grande, alcanzó solamente 1,5 Mtoe en 2014, a pesar de ser el más grande de los tres países bálticos.) El siguiente país que más porcentaje de las RES en su producción tiene, es Portugal - en 2011 se registró que el 97% de su producción total (de 5,3 Mtoe) fue renovable.

Luego es interesante ver la proporción por ejemplo de los países grandes que más Mtoe de las RES generaron. Como hemos visto, el país con más volumen de energía producida a partir de las RES es Alemania, con 29,5 Mtoe en 2011, pero éstos representan sólo el 25% de su producción total de este año. Luego en 2014 Alemania ha producido 36 Mtoe de energía renovable, lo cual equivaldría, teniendo en cuenta su producción total de este año, que ha sido de 125 Mtoe, al 28% de participación de las RES en la producción alemana. Aquí vemos una tendencia favorable, ya que la contribución de la energía renovable está en aumento. En el caso

de Italia, que en 2014 se ha posicionado en el segundo puesto por volumen de Mtoe producidos a partir de las RES, los porcentajes serían los siguientes - en 2011 en Italia el 56% de la producción se debió a las RES, mientras que en 2014 se produjo 23,6 Mtoe de RES (de los 36,8 Mtoe de producción total), lo que equivale al 64%. La evolución de la producción renovable en Italia es muy prometedora, pero habrá que seguir trabajando. Y finalmente Francia, aunque se ha situado en el tercer puesto por el volumen de los Mtoe producidos a partir de las RES, se ve que la proporción porcentual de las RES en su producción no es muy grande. En 2011 sólo el 13% de su producción fue renovable (lo que es 17,5 Mtoe), y en 2014 sus 21 Mtoe producidos a partir de las RES equivalen al 15% de la producción total (la cual es de 136,93 Mtoe).

Finalmente podemos fijarnos en el caso de España. Ésta en 2011 produjo 31,6 Mtoe de todas las fuentes de energía, a los cuales las RES contribuyeron con 14 Mtoe, lo que es el 44%. Luego en 2014 España produjo 35,1 Mtoe de todas las fuentes, de los que 18 Mtoe fueron renovables, lo que equivale el 51% del total. Lo cual no está nada mal.

La conclusión es que un mayor porcentaje de producción a partir de las RES no necesariamente significa un volumen grande de Mtoe generados a partir de energía renovable. Por lo que, si un país pequeño recurre mayoritariamente a las RES en su producción, esto no necesariamente supone una contribución significativa para el conjunto de la UE. Y al revés, que un número elevado de Mtoe renovables producidos por un país no necesariamente significa que dicho país recurre a las RES en una gran medida. Sobre todo, si se trata de un país grande, esta variable no refleja mucho el grado de su esfuerzo en materia de energías renovables. Más información acerca del esfuerzo que cada Estado miembro hace al respecto, nos proporciona el porcentaje de las RES en su consumo de energía.

Pero antes de proceder a analizar esta variable, conviene ver también la producción de las RES descifrada por las distintas fuentes de energía renovable que se emplean para su generación, para apreciar la contribución de cada una de ellas. Estos datos encontramos en la Tabla nº 30, de Eurostat (*Statistics Explained*), que nos muestra valores para el año 2014. Entonces, en el año 2014 del total de la energía renovable producida (196 Mtoe), el 63,1% se debió a la biomasa y los deshechos, el 16,5% a la energía hidroeléctrica, el 11,1% a la energía eólica, el 3,2% a la geotermal y sólo el 6,1% a la energía solar. De esta tabla resulta que claramente la fuente renovable más extendida y más utilizada es la biomasa (junto con los deshechos), que supone más de la mitad de toda la energía producida a partir de las RES.

Entre los Estados miembros que destacan de alguna manera por la representación porcentual de alguna de las modalidades de las RES, podemos mencionar a Estonia, Letonia y Lituania, donde más del 90% de su producción renovable descansa en la biomasa y deshechos. La energía hidroeléctrica cobra más importancia en la producción de Eslovenia (con la tasa porcentual más alta de entre los países, del 44,4%). La energía eólica está mejor representada en la producción de Irlanda (el 52%). Y la energía solar tiene mucho peso en la producción de Malta y Chipre (80,3% y 66,7% respectivamente).

**Tabla 30) Producción primaria de las RES, UE 28 - por tipo de RES (2014, %):**

	Primary production (thousand toe)		Share of total, 2014 (%)				
	2004	2014	Solar energy	Biomass & waste	Geothermal energy	Hydropower	Wind energy
EU-28	113 134	195 814	6.1	63.1	3.2	16.5	11.1
Belgium	760	2 857	9.4	75.8	0.1	0.8	13.9
Bulgaria	1 009	1 842	6.9	63.6	1.8	21.5	6.2
Czech Republic	1 875	3 656	5.4	89.0	0.0	4.5	1.1
Denmark	2 447	3 144	2.6	61.5	0.1	0.0	35.8
Germany	14 568	36 018	10.3	70.8	0.5	4.7	13.7
Estonia	681	1 186	0.0	95.4	0.0	0.2	4.4
Ireland	282	854	1.4	39.6	0.0	7.1	51.8
Greece	1 571	2 329	22.2	47.1	0.5	16.5	13.6
Spain	8 816	18 003	17.3	39.1	0.1	18.7	24.8
France	15 769	21 002	2.9	63.1	1.0	25.7	7.1
Croatia	1 847	2 292	0.5	62.5	0.5	33.8	2.7
Italy	12 193	23 644	8.9	42.2	22.1	21.3	5.5
Cyprus	48	111	66.7	17.8	1.4	0.0	14.1
Latvia	1 837	2 371	0.0	92.3	0.0	7.2	0.5
Lithuania	849	1 358	0.5	92.8	0.1	2.5	4.0
Luxembourg	51	120	9.3	77.2	0.0	7.7	5.7
Hungary	950	2 051	0.5	89.2	6.3	1.3	2.8
Malta	0	13	80.3	20.5	0.0	0.0	0.0
Netherlands	1 881	4 555	2.1	86.0	0.8	0.2	10.9
Austria	6 618	9 370	2.7	55.8	0.3	37.6	3.5
Poland	4 321	8 054	0.2	89.0	0.3	2.3	8.2
Portugal	3 800	5 848	2.2	53.8	3.2	22.9	17.8
Romania	4 594	6 090	2.3	61.9	0.5	26.6	8.8
Slovenia	822	1 180	2.8	50.1	2.7	44.4	0.0
Slovakia	745	1 441	4.0	70.4	0.5	25.1	0.0
Finland	8 728	10 068	0.0	87.6	0.0	11.4	0.9
Sweden	13 147	16 660	0.1	61.2	0.0	32.9	5.8
United Kingdom	2 929	9 696	4.1	62.3	0.0	5.2	28.4

Fuente: EUROSTAT - Statistics Explains; Renewable energy statistics

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/a/a7/Primary\\_production\\_of\\_renewable\\_energy%2C\\_2004\\_and\\_2014\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/a/a7/Primary_production_of_renewable_energy%2C_2004_and_2014_YB16.png)

La participación de las RES en el Consumo Interior Bruto de energía, es la siguiente variable a estudiar. Nos da una imagen acerca del volumen y de la proporción de la energía renovable dentro de toda la energía primaria que se consume en la UE en términos brutos. La Tabla nº 31, extraída del *Pocketbook* de la Comisión del año 2010, presenta la evolución temporal de las participaciones de las RES en el Consumo Interior Bruto en la UE desde 2000

hasta 2007. Las participaciones de las RES fueron las siguientes: en el año 2000 las RES supusieron el 5,8%, del Consumo Interior Bruto; en 2001 la cifra se quedó por igual; en 2002 la cifra descendió ligeramente al 5,7%; en 2003 hablamos del 6% de las RES; en 2004 el volumen creció hasta el 6,4%; en 2005 se trató del 6,7%; en 2006 las RES aumentaron al 7,1%; y finalmente en el año 2007 las RES representaron el 7,8% del Consumo Interior Bruto en la UE.

**Tabla 31) Participación de las RES en el Consumo Interior Bruto, UE 27 (2000 - 2007, %):**

Share of RES to Gross Inland Consumption (*)								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EU-27	5.8%	5.8%	5.7%	6.0%	6.4%	6.7%	7.1%	7.8%

Notes: (\*) RES Gross Inland Consumption / Gross Inland Consumption.

Fuente: European Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

Luego a continuación, para prolongar la serie de datos, se incluye también la Tabla nº 32, de la proporción de las RES en el Consumo Interior Bruto en 2011, extraído del *Pocketbook* de la Comisión del año 2013. Allí se registran 169 Mtoe brutos consumidos, lo que equivale exactamente al 10% en 2011. Y más en concreto, desglosando las RES por tipo, el 6,8% pertenece a la biomasa y los deshechos, el 1,6% del total representa la energía hidroeléctrica, el 0,9% del Consumo Interior Bruto supone la energía eólica, y el 0,4% alcanzaron tanto la energía geotérmica, como la energía solar.

**Tabla 32) Participación de las RES en el Consumo Interior Bruto, UE 27 (2011, Mtoe y %):**

Gross Inland Consumption							Gross Inland Consumption									
By Fuel							Renewables									
2011							2011									
Mtoe	Petroleum and Products	Gases	Solid Fuels	Nuclear	Renewables	Waste Non-Renewable	Mtoe	Renewables	Biomass and Renewable Wastes	Hydro	Wind	Geothermal	Solar	Tide Wave and Ocean		
EU-27	597.9	397.6	285.5	234.0	169.0	13.7	EU-27	169.0	114.9	26.4	15.4	6.2	6.1	0.0		
Share - %	35.2%	23.4%	16.8%	13.8%	10.0%	0.8%	Share (%)	10.0%	6.8%	1.6%	0.9%	0.4%	0.4%	0.0%		

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2013*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013.

A continuación, se añade también la Tabla nº 33, la cual es más reciente, extraída del *Pocketbook* de la Comisión del año 2016, y que refleja los datos para 2014. Este año las RES representaron el 12,5% del Consumo Interior Bruto en la UE (concretamente 201,2 Mtoe).

**Tabla 33) Participación de las RES en el Consumo Interior Bruto, UE 28 (2014, Mtoe y %):**

Gross Inland Consumption BY FUEL							
2014							
Mtoe	Petroleum and Products	Gases	Solid Fuels	Nuclear	Renewables	Waste, Non-Renewable	Electricity
EU-28	553.2	342.9	268.5	226.1	201.2	12.6	1.3
Share (%)	34.4%	21.4%	16.7%	14.1%	12.5%	0.8%	0.1%

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Entonces la evolución temporal de la proporción de las RES en el Consumo Interior Bruto en la UE es positiva, ya que en los últimos 10 años casi se duplicó. Desde el 6,4% en 2004 conseguimos llegar al 12,5% en 2014.

En cuanto al Consumo Final de Energía (Tabla nº 34), allí la cifra para el año 2014 que representa la proporción de las RES, es bastante más baja (por razones ya explicadas). Se registra 81,4 Mtoe de los 1.062 Mtoe totales, lo cual equivale al 7,7%.

**Tabla 34) Participación de las RES en el Consumo Final de Energía, UE 28 (2014, Mtoe y %):**

Final Energy Consumption BY FUEL							
2014							
Mtoe	Petroleum and Products	Gases	Electricity	Renewables	Derived Heat	Solid Fuels	Wastes, Non-Renewable
EU-28	423.0	229.3	232.7	81.4	45.5	46.6	3.3
Share (%)	39.8%	21.6%	21.9%	7.7%	4.3%	4.4%	0.3%

Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.



Pero la variable que más se utiliza a la hora de medir el peso de la energía renovable en el consumo, es la contribución de las RES al Consumo Final Bruto de Energía (*Gross Final Energy Consumption*)<sup>34</sup>. Es como una versión adaptada del Consumo Final de Energía, hecho para medir las energías renovables (incluye las cantidades utilizadas para la generación de electricidad, pero también para la generación del calor o para la refrigeración, junto con las cantidades utilizadas en el transporte - para más información, véase el Glosario b) Información general para las estadísticas).

A continuación, aparecen dos Tablas con los valores de la proporción de las RES en el Consumo Final Bruto de energía, expresados en porcentaje. La primera (Tabla nº 35) es del *Pocketbook* de Eurostat del año 2013, y la segunda (Tabla nº 36) es del *Pocketbook* de la Comisión del año 2016. Cada una refleja las cifras para distintos años (con la excepción del 2010, año en el que ambos cuadros coinciden, pero lo que no coincide son los números - hay una diferencia del 0,7%, la cual puede deberse a las correcciones posteriores de datos). Entonces, combinando los datos de ambas Tablas, la trayectoria de la contribución de las RES al Consumo Final Bruto de energía sería la siguiente: en 2005 la contribución fue del 9%; en 2007 se registró el 9,2%; en 2008 el 9,6%; en 2009 el 10,6%; en 2010 el 12,8% (contaremos con la cifra más alta, extraída de la publicación posterior); en 2011 fue del 13%; en 2013 hablamos del 15%; y finalmente en 2014 alcanzamos el 16%. Como se puede apreciar, la tendencia es de constantes subidas de cuota, por lo que el camino emprendido es, desde luego, muy positivo, y es una buena señal. Pero hay que decir, que todavía queda mucho por hacer para conseguir llegar al 20% que la UE se ha propuesto para el año 2020. (Pero de esto nos ocuparemos en los siguientes epígrafes.)

**Tabla 35) Contribución de las RES al Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2007 - 2011, %):**

Share of renewable energy in gross final energy consumption (%)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2020 target
EU-28	9.2	9.6	10.6	12.1	13.0	20.0

Fuente: EUROSTAT Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; 2013 edition; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013; ISSN 1725-4566.

<sup>34</sup> **Gross Final Energy** = el **Consumo Final Bruto de energía**: se refiere a los productos energéticos suministrados para fines energéticos, incluido el consumo de electricidad y calor (por la rama de energía para la producción de electricidad y calor), incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución. Excluye el uso final no energético. El Consumo Final Bruto de energía procedente de fuentes renovables (el total) se calcula como la suma de: a) el Consumo Final Bruto de electricidad procedente de las RES; b) el Consumo Final Bruto de energía procedente de las RES para calefacción y refrigeración; c) el Consumo Final de energía procedente de las RES en el transporte.



**Tabla 36) Contribución de las RES al Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2005 - 2014, %):**

RES Shares*				
OVERALL				
Overall RES * Of the Gross Final Energy.				
%	2005	2010	2013	2014
EU-28	9.0	12.8	15.0	16.0

Fuente: A partir de European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Otras de las variables de interés que se miden, y la última que estudiaremos, es la contribución de las RES a la generación de electricidad. En la siguiente Tabla nº 37, vemos que para el año de referencia, que es el 2014, se han registrado 930,9 TWh de la electricidad generada a partir de las RES (del total de 3.190,7 TWh), lo que corresponde al 29,2%.

**Tabla 37) Contribución de las RES a la generación de electricidad, UE 28 (2014, TWh y %):**

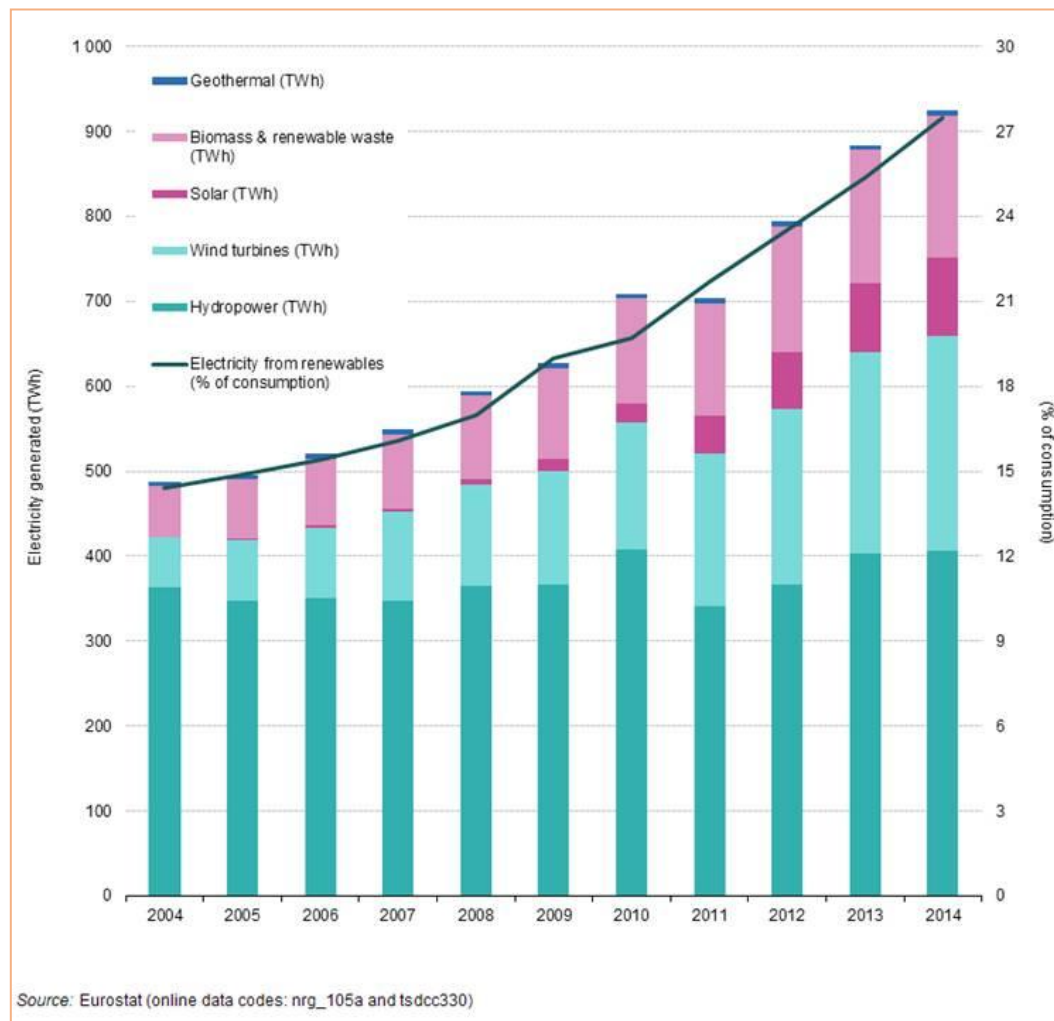
Gross Electricity Generation							
BY FUEL							
2014							
TWh	Gross Electricity Generation	Solid Fuels	Nuclear	Renewables	Gases	Petroleum and Products	Wastes non-RES
EU-28	3190.7	808.7	876.3	930.9	490.1	57.4	22.6
Share (%)	100.0%	25.3%	27.5%	29.2%	15.4%	1.8%	0.7%

Fuente: A partir de European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Y a continuación, en el Gráfico nº 18, vemos también la evolución de la electricidad generada a partir de las RES en los últimos 10 años - tanto la trayectoria en general, como las contribuciones de los distintos tipos de energías renovables en cada año, expresados en TWh. Aquí podemos observar una diferencia, ya que, en la producción total de las RES, la biomasa y

los deshechos tienen una contribución mayoritaria (el 63,1% en 2014), y sin embargo para la generación de electricidad la biomasa y los deshechos no tienen tanta incidencia. En este caso tiene mucha más importancia la energía hidroeléctrica y la eólica. Y la que menos participa es la geotérmica. La evolución de la contribución de las RES a la generación de electricidad queda expresada mediante la curva verde, que registra una tendencia claramente ascendente.

**Gráfico 18) Contribución de las RES en la generación de electricidad, UE 28 - evolución (2004 - 2014; TWh a la izquierda; % a la derecha):**



Fuente: Fuente: EUROSTAT - Statistics Explains; Renewable energy statistics  
[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/5/55/Electricity\\_generated\\_from\\_renewable\\_energy\\_sources%2C\\_EU-28%2C\\_2004%E2%80%932014\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/5/55/Electricity_generated_from_renewable_energy_sources%2C_EU-28%2C_2004%E2%80%932014_YB16.png)

La contribución de las RES a la generación de electricidad en el caso concreto de España, se estudiará en el Capítulo 6, en el epígrafe dedicado a la configuración del sistema eléctrico español.

### **3.3) El objetivo “20-20-20” y las políticas para promover las RES:**

Como ya hemos ido viendo (y todavía veremos) a lo largo de las páginas de esta Tesis, la cifra del 20% se ha convertido en un número de referencia que se conjuga a menudo en los textos aprobados por las instituciones europeas relativos a las energías renovables, a la reducción de los gases de efecto invernadero y a la eficiencia energética. Y efectivamente, así es. A lo largo de los años que se ha trabajado desde la UE en la formulación (y reformulación) de las políticas energéticas y sus objetivos, ha aparecido muchas veces la cifra del 20%. Así sucesivamente se ha ido fraguando lo que ahora podríamos llamar los “objetivos 20-20-20” (o los “cinco veintes”).

Los llamados “objetivos 20-20-20”, en resumidas cuentas, significan que para el año 2020 se deberían de cumplir las tres siguientes metas (u obligaciones):

- 20% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990, y llegando hasta un 30% si las condiciones lo permiten);
- 20% de contribución de las RES en el Consumo Final Bruto de energía en la UE;
- 20% de mejora de la eficiencia energética.

Dichos objetivos han ido apareciendo en los sucesivos textos mencionados, emitidos o aprobados por las instituciones - en los Libros Blancos y Verdes, en las Resoluciones, en las Comunicaciones de la Comisión, en los Planes de Acción, etc. Pero decisivo ha sido el Libro Verde COM (2005) 265 final – sobre la Eficiencia Energética, y el Consejo Europeo de marzo de 2007. Este último adoptó las metas obligatorias para 2020, pero también el Plan de Acción del Consejo Europeo (2007 – 2009) *Política Energética para Europa*, adjunto a las Conclusiones de la Presidencia. Estas metas luego han sido incorporadas a la Directiva 2009/28/CE sobre las energías renovables.

Es difícil establecer en qué documento aparecieron estas tres metas por primera vez reunidas textualmente de esta manera, pero lo cierto es que al día de hoy forman una estrategia europea, o incluso un paradigma. Es más, en 2010 han sido reafirmados en la Comunicación de la Comisión COM (2010) 2020 final, titulada *EUROPA 2020 - Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador*. La llamada Estrategia Europa 2020 cita ya en las primeras líneas que “debería alcanzarse el objetivo «20/20/20» en materia de clima y energía<sup>35</sup>”.

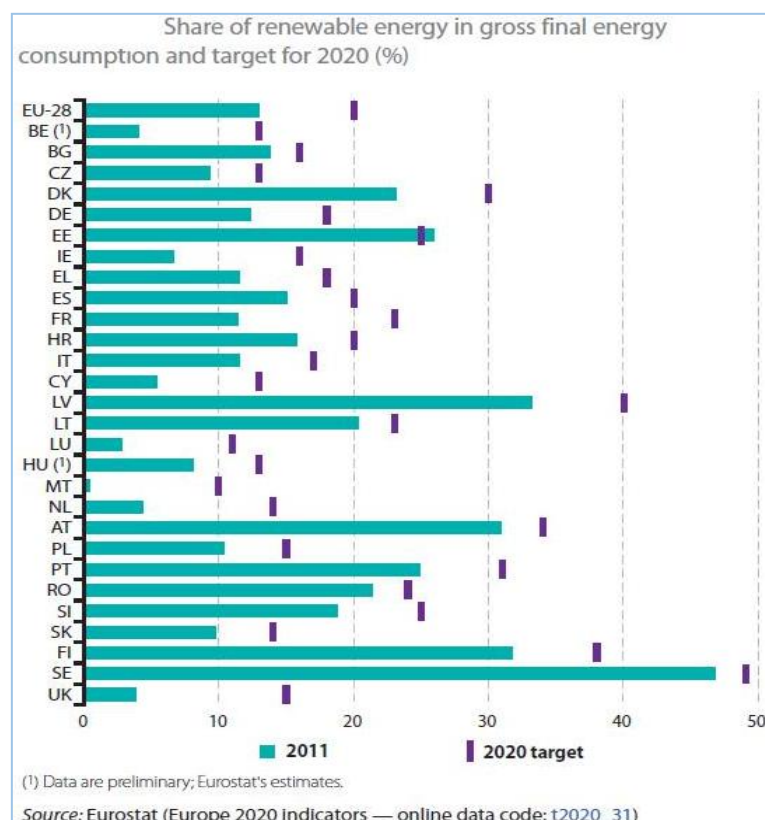
---

<sup>35</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN COM (2010) 2020 final - *EUROPA 2020 Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador*; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 3.3.2010.

Y volviendo a las energías renovables, ya sabemos que para el año 2020 se estableció el objetivo del 20% de las RES en el Consumo Final Bruto de energía. Se trata de una parte importante de la estrategia de la UE para hacer frente a los problemas energéticos y medioambientales. Y como resulta de la Directiva 2009/28/CE sobre las energías renovables, cada país de la UE tiene sus propios objetivos nacionales establecidos. En este contexto, es necesario tener en cuenta que el punto de partida, el potencial de las energías renovables y el mix energético de cada Estado miembro, son distintos. Por lo tanto, es necesario traducir la meta comunitaria global del 20% en objetivos individuales para cada Estado miembro, teniendo debidamente en cuenta una asignación justa y adecuada. (Los objetivos nacionales renovables varían desde el 10% para Malta, hasta el 49% para Suecia).

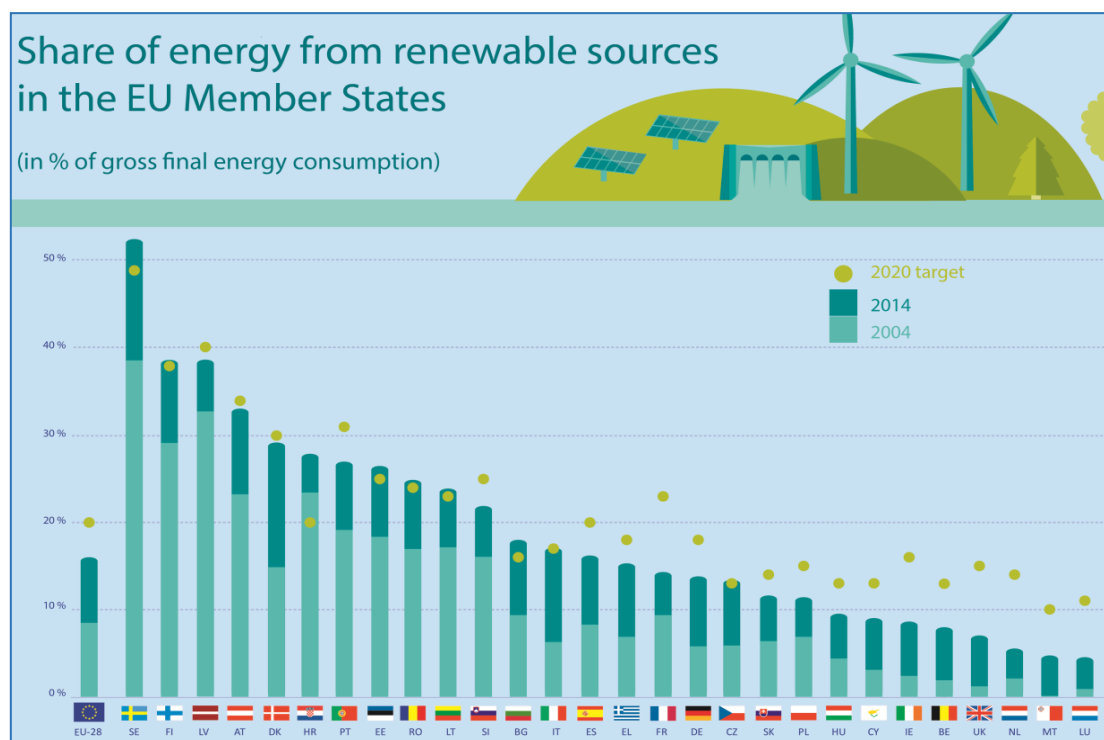
En los siguientes dos Gráficos (nº 19 y nº 20) aparece la situación de la contribución de las RES en el momento dado, para cada Estado miembro (en la primera Tabla es el año 2011 y en la segunda es el año 2014) y la comparación con el objetivo nacional a conseguir para el año 2020.

**Gráfico 19) Proporción de las RES en el Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2011 y el objetivo de 2020, en %):**



Fuente: EUROSTAT Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; 2013 edition; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013; ISSN 1725-4566.

**Gráfico 20) Proporción de las RES en el Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2004, 2014 y el objetivo de 2020, en %):**



Fuente: EUROSTAT - Statistics Explained; Energy from renewable sources  
[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/d/d9/Infographic\\_REN-2004-2014.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/d/d9/Infographic_REN-2004-2014.png)

Como podemos ver, los objetivos nacionales para los distintos Estados miembros varían mucho entre sí, y aparecen grandes divergencias. Los dos extremos son Malta y Suecia, con una diferencia de 39 puntos porcentuales. Pero siempre calculando con el objetivo conjunto del 20%.

Si miramos el Gráfico nº 19, en 2011 solamente un único Estado miembro ya tenía cumplido su objetivo para 2020 - se trata de Estonia. Más adelante, en 2014, como vemos en el Gráfico nº 20, ya son más los países que tienen cumplida su obligación de cara al 2020. Aparte de Estonia se trata además de Suecia, Finlandia, Croacia, Rumanía, Letonia, Bulgaria, Italia y la República Checa. El resto de los Estados miembros todavía tiene que trabajar para cumplir con su objetivo nacional, y a algunos de ellos todavía les queda realmente mucho trabajo por delante (como por ejemplo Francia, Irlanda, el Reino Unido, los Países Bajos, Malta o Luxemburgo - algunos de los países mencionados están apenas a la mitad del camino). Para llegar a los porcentajes establecidos, todavía disponen de 6 años a partir de la medición registrada en el Gráfico nº 20. Esperemos que sean capaces de conseguir los objetivos, y que finalmente la UE en su conjunto, gracias a los esfuerzos de todos, consiga llegar a la meta establecida del 20% de las RES en el Consumo Final Bruto de energía para el año 2020.

### **3.3.1) EU's energy and climate objectives "20-20-20":**

#### ***20% of renewable energy sources in the Gross Final Energy Consumption by the year 2020 – measures & support schemes:***

En este epígrafe se incluye el Informe elaborado para la Comisión Europea, concretamente para la DG GROW (Directorate General for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SME's - Dirección General de Mercado Interior, Industria, Empresariado y PYMEs), y más en concreto para la unidad *Industrial Competitiveness Policy for Growth*. Este Informe fue elaborado durante la estancia en la sede de la Comisión Europea en Bruselas a lo largo del año 2015, en el marco de los programas del "*In-Service Training*", cuyas convocatorias se realizan periódicamente.

Se trata de un Informe sobre las medidas y las políticas de apoyo a las energías renovables establecidas en varios Estados miembros con el fin de cumplir con los objetivos nacionales renovables para el año 2020, así como con los objetivos indicativos intermedios. Se han elegido cuatro países como objeto del análisis - Alemania, Francia, España y la República Checa.

El informe se incluye en versión y en formato originales, tal y se presentó en julio de 2015 en la Comisión Europea.



**European Commission**

DG for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs

## **EU's energy and climate objectives "20/20/20"**

---

**20% of renewable energy sources in the Final Energy Consumption  
by the year 2020 – measures & support schemes  
(Czech Republic, Germany, France, Spain)**

**BARCALOVÁ Naděžda (DG GROW)**

**Brussels, July 2015**



<b>Introduction</b>	2
<b>Czech Republic</b>	5
National Action Plan – Czech Republic	5
Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources in the Czech Republic	8
Support Schemes to Promote the Use of Energy from Renewable Sources	10
Financial support	10
Existing operational support (feed-in prices and green bonuses)	11
<b>France</b>	12
National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020	12
Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources	19
Support schemes to promote the use of energy from renewable resources	22
Financial support	22
<b>Germany</b>	29
National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)	29
Progress report pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)	35
Support schemes to promote the use of energy from renewable resources	43
Measures to promote the use of energy from renewable sources in the electricity sector	43
Financial support	44
Measures to promote the use of energy from renewable sources in the heating and cooling sector	48
<b>Spain</b>	50
Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011-2020	50
Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC - Spain (2011 and 2012)	51
Support schemes to promote the use of energy from renewable resources applied by Spain (national level)	57
Electricity	57
Heating and cooling	60
Transport	60
<b>List of tables</b>	61
<b>References</b>	63





## **EU's energy and climate objectives "20/20/20":**

### **20% of renewable energy sources in the Final Energy Consumption by the year 2020 – measures & support schemes**

#### **Introduction:**

The European Council adopted in March 2007 ambitious energy and climate change objectives that endorsed a mandatory target for 2020 – to reduce greenhouse gas emissions by 20%, rising to 30% if the conditions are right, to increase the share of renewable energy to 20% and to make a 20% improvement in energy efficiency. ("European Council Action Plan (2007-2009) – Energy Policy for Europe".)

In its resolution of 25 September 2007 on the Road Map for Renewable Energy in Europe, the European Parliament called on the Commission to present, by the end of 2007, a proposal for a legislative framework for energy from renewable sources, referring to the importance of setting targets for the shares of energy from renewable sources at Community and Member State level. It stated that it is appropriate to establish mandatory national targets consistent with a 20 % share of energy from renewable sources and a 10 % share of energy from renewable sources in transport in Community energy consumption by 2020.

In this context it is necessary to take into account that the starting point, the renewable energy potential and the energy mix of each Member State vary. It is therefore necessary to translate the Community 20 % target into individual targets for each Member State, with due regard to a fair and adequate allocation. (The national overall renewable targets are varying from 10% for Malta to 49% for Sweden.)

This was endorsed also by the European Parliament in its resolution of 31 January 2008 on the Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential.

Finally has been adopted the **DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.**

(These EU energy and climate goals also have been incorporated into the Europe 2020 Strategy for smart, sustainable and inclusive growth, adopted by the European Council in June 2010, and into its flagship initiative "Resource efficient Europe". As well as in the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Energy 2020 "A strategy for competitive, sustainable and secure energy".)

DIRECTIVE 2009/28/EC Article 3 - Mandatory national overall targets and measures for the use of energy from renewable sources: 1) *"Each Member State shall ensure that the share of energy from*



*renewable sources, (...), in gross final consumption of energy in 2020 is at least its national overall target for the share of energy from renewable sources in that year, as set out in the third column of the table in part A of Annex I. Such mandatory national overall targets are consistent with a target of at least a 20 % share of energy from renewable sources in the Community's gross final consumption of energy in 2020."*

Table 1) ANNEX I - National overall targets for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2020:

	Share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy, 2005 ( $S_{2005}$ )	Target for share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy, 2020 ( $S_{2020}$ )
Belgium	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Czech Republic	6,1 %	13 %
Denmark	17,0 %	30 %
Germany	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Ireland	3,1 %	16 %
Greece	6,9 %	18 %
Spain	8,7 %	20 %
France	10,3 %	23 %
Italy	5,2 %	17 %
Cyprus	2,9 %	13 %
Latvia	32,6 %	40 %
Lithuania	15,0 %	23 %
Luxembourg	0,9 %	11 %
Hungary	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Netherlands	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Poland	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Slovak Republic	6,7 %	14 %
Finland	28,5 %	38 %
Sweden	39,8 %	49 %
United Kingdom	1,3 %	15 %

Source: DIRECTIVE 2009/28/EC, Annex I





In order to reach the targets, Member States may apply measures like support schemes (financial support for renewables to make the renewable energy technologies competitive) and measures of cooperation (statistical transfers, joint projects, joint support schemes).

Article 4 - National renewable energy action plans: 1) *"Each Member State shall adopt a national renewable energy action plan. The national renewable energy action plans shall set out Member States' national targets for the share of energy from renewable sources consumed in transport, electricity and heating and cooling in 2020 (...) and adequate measures to be taken to achieve those national overall targets, including cooperation between local, regional and national authorities, planned statistical transfers or joint projects, national policies to develop existing biomass resources and mobilise new biomass resources for different uses (...)"*

Article 22 - Reporting by the Member States: 1) *"Each Member State shall submit a report to the Commission on progress in the promotion and use of energy from renewable sources by 31 December 2011, and every two years thereafter."*

Table 2) Progress towards the first interim target (calculated as the average of their 2011/2012 shares):

Member State	2005 RES share	2010 RES share	1 <sup>st</sup> interim target	2020 RES target
Austria	23.3%	30.1%	25.4%	34%
Belgium	2.2%	5.4%	4.4%	13%
Bulgaria	9.4%	13.8%	10.7%	16%
Cyprus	2.9%	5.7%	4.9%	13%
Czech Republic	6.1%	9.4%	7.5%	13%
Germany	5.8%	11.0%	8.2%	18%
Denmark	17%	22.2%	19.6%	30%
Estonia	18%	24.3%	19.4%	25%
Greece	6.9%	9.7%	9.1%	18%
Spain	8.7%	13.8%	10.9%	20%
Finland	28.5%	33%	30.4%	38%
France	10.3%	13.5%	12.8%	23%
Hungary	4.3%	8.8%	6.0%	13%
Ireland	3.1%	5.8%	5.7%	16%
Italy	5.2%	10.4%	7.6%	17%
Lithuania	15%	19.7%	16.6%	23%
Luxembourg	0.9%	3%	2.9%	11%
Latvia	32.6%	32.6%	34.0%	40%
Malta	0%	0.4%	2.0%	10%
Netherlands	2.4%	3.8%	4.7%	14%
Poland	7.2%	9.5%	8.8%	15%
Portugal	20.5%	24.6%	22.6%	31%
Romania	17.8%	23.6%	19.0%	24%
Sweden	39.8%	49.1%	41.6%	49%
Slovenia	16.0%	19.9%	17.8%	25%
Slovakia	6.7%	9.8%	8.2%	14%
UK	1.3%	3.3%	4.0%	15%
EU	8.5%	12.7%	10.7%	20%

Progress towards the first interim target:

- >2% above interim target
- <1% from or <2% above interim target
- <1% below interim target

Source: Report from the Commission to the European Parliament, the council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Renewable energy progress report.



## **CZECH REPUBLIC:**

### **National Action Plan – Czech Republic:**

(Ministry of Industry and Trade, July 2010; resubmitted in August 2012.)

The Commission set a minimum target of a 13% share of energy from renewable sources in gross final energy consumption in 2020. (Rising from 6,1% in 2005.) The fulfilment of this target must also ensure a minimum 10% share of energy from renewable sources in transport. In order to exceed the required targets, the National Renewable Energy Action Plan for the Czech Republic foresees fulfilment of a 14% share of energy from renewable sources and a 10,8% share of energy from renewable sources in transport in gross final energy consumption in 2020.

Table 3) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020:

A. Share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 (S 2005) (%)	6,1
B. Target of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2020 (S 2020) (%)	14,0
C. Expected total adjusted energy consumption in (ktoe)	29 803
D. Expected amount of energy from renewable sources corresponding to the 2020 target (ktoe)	4 168

Source: NREAP CZ, August 2012

Table 4) National 2020 target and estimated trajectory of energy from renewable sources in heating and cooling, electricity and transport:

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RES-H&C (1)	8,3	10,9	11,4	12,2	12,7	13,2	13,6	14,0	14,5	14,8	15,2	15,5
RES-E (2)	3,4	7,5	10,7	11,5	12,0	12,4	12,8	13,0	13,2	13,4	13,5	13,5
RES-T (3)	0,1	3,9	4,6	5,2	5,9	6,5	7,1	7,7	8,3	9,6	10,2	10,8
Overall RES share (4)	6,1	8,8	9,8	10,5	11,0	11,6	12,0	12,4	12,8	13,3	13,7	14,0
Of which from co-operation mechanism (5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Surplus for co-operation mechanism (5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Source: NREAP CZ, August 2012



Table 5) Overview of All Policies and Measures to Promote the Use of Energy from Renewable Sources:

Name and reference of the measure	Type of measure (*)	Expected result (**)	Targeted group and or activity (***)	Existing or planned	Start and end dates of the measure
1. Act No. 165/2012 Coll. on supported energy sources	Regulatory, financial	Installed capacity, energy generated	Investors	Existing	Part of the provisions of the act from 30 May 2012 and the entire act from 1 January 2013
2. Act No. 406/2000 Coll.	Regulatory	Consumption reduction	Public administration, installers,...	Existing / planned	31 January 2012 (Directive 2009/28/EC)  1 January 2013 (Directive 2010/31/EU)
3. Act No. 458/2000 Coll.	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Existing	18 August 2011
4. Act No. 183/2006 Coll.	Regulatory	Installed capacity, energy generated	Public administration, investors, planners	Existing / planned	2.Q. 2012 (amendment of the building act)
5. Act No. 184/2006 Coll.	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Existing	2.Q. 2012 (amendment of the expropriation act)
6. 4.2.1 c) Analysis of the existing legislation and determination of critical points protracting authorisation processes within the frame of planning permission and building permit procedures	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Existing	November 2011
7. 4.2.1 c) Implementation of measures to simplify authorisation processes into the existing legislation	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Planned	4th Q. 2012





Name and reference of the measure	Type of measure (*)	Expected result (**)	Targeted group and or activity (***)	Existing or planned	Start and end dates of the measure
8. 4.2.1 g) Methodological guidelines of the Ministry for Regional Development	Soft	Installed capacity, energy generated	Public administration, investors, planners	Existing	-
9. 4.2.1 g) Ministry of Industry and Trade – National plan	Soft, financial	Installed capacity, energy generated, consumption reduction	Public administration, investors, planners	Existing	-
10. 4.2.1 m) Ministry of the Environment – Methodological guideline	Soft	Installed capacity	Public administration	Existing	-
11. 4.2.1 m) Ministry of Industry and Trade – Special building office	Regulatory	Installed capacity, energy generated	Public administration	Planned	2.Q. 2012 (amendment of Act No. 183/2006)  29 June 2011 (amendment of Act No. 416/2009)
12. 4.2.3 i) and 4.3 and 4.4 EU Structural Funds	Financial	Installed capacity, energy generated, consumption reduction	Investors	Existing / planned	-
13. 4.2.4. i) Drafting of a study on the introduction of intelligent measuring systems	Regulatory, soft	Consumption reduction	Public administration	Planned	2.Q. 2012
14. 4.3 and 4.4 Price decisions of the Energy Regulatory Office	Regulatory, financial	Installed capacity	Public administration, investors	Existing, planned	-
15. 4.4 c) Green Savings Programme	Financial	Consumption reduction	Investors	Existing	-
16. 4.5 a) Act on fuels and an implementing legal regulation	Regulatory	Biofuels	Public administration, investors	Existing	3 March 2011
17. 4.6.2 c) Support of short rotation woods plantations			Public administration, investors	Existing	-
18. Act No. 201/2012, on air protection	Regulatory	Use of biofuels in transport  Certification of biofuels in terms of the sustainability	Public administration  Producers, biofuel importers and sellers, suppliers of	Existing, planned	18 July 2011



Name and reference of the measure	Type of measure (*)	Expected result (**)	Targeted group and or activity (***)	Existing or planned	Start and end dates of the measure
		criteria	fuels (Fs)		
19. Act No. 695/2004, on the terms of trading with greenhouse gas emissions allowances		EU ETS has generally positive impact on the development of some types of RES, for example co-burning of biomass			

(\*) (Indicate if the measure is (predominantly) regulatory, financial or soft (i.e. information campaign).

(\*\*) Is the expected result behavioural change, installed capacity (MW; t/year), energy generated (ktoe)?

(\*\*\*) Who are the targeted persons: investors, end users, public administration, planners, architects, installers, etc.? or what is the targeted activity/sector: biofuel production, energetic use of animal manure, etc.?)

Source: NREAP CZ, August 2012

**Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources in the Czech Republic** under Art 22 of the European Parliament and Council Directive 2009/28/EC, on support for the use of energy from renewable sources - 2011 and 2012 (published in April 2014):

Table 6) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares and actual energy consumption from renewable sources:

	2011	2012
RES-H&C <sup>2</sup> (%)	12.65	13.64
RES-E <sup>3</sup> (%)	10.60	11.64
RES-T <sup>4</sup>	5.90	5.59
Overall RES <sup>5</sup> share (%)	10.47	11.22
<i>Of which from cooperation mechanism<sup>6</sup> (%)</i>	0	0
<i>Surplus for cooperation mechanism<sup>7</sup> (%)</i>	0	0

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources in the Czech Republic under Art 22 of the European Parliament and Council Directive 2009/28/EC, on support for the use of energy from renewable sources (2011 and 2012).

(\* Compare with Table 2.)

The National action plan for Czech Republic included a target percentage of 9,8 % of renewable energy in gross final energy consumption for 2011 and 10,5 % in 2012. And the real numbers are overcoming the target: in 2011 the percentage of RES is 10,47 % (exceeding the target in 0,67 percentage points) and in 2012 it is 11,22 % (exceeding the target in 0,72 percentage points).



Table 7) Overview of all policies and measures taken in 2011-12 or planned at national level to promote the growth of energy from renewable sources:

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Act No 165/2012 on subsidised energy sources	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Existing/Completed	<u>Approved: 31 January 2012</u> <u>Effective: 1 January 2013</u>
2. Amendment to Act No 183/2006	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Existing/Completed	<u>Approved: 19 September 2012</u> <u>Effective: 1 January 2013</u>
3. Amendment to Act No 184/2006	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Existing/Completed	<u>Approved: 25 October 2012</u> <u>Effective: 1 January 2013</u>
4. Amendment to Act No 416/2009	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Existing/Completed/Complements	<u>Approved: 25 October 2012</u> <u>Effective: 1 February 2013</u>
4. Amendment to Act No 458/2000 (measures to simplify authorisation for so-called micro sources)	Regulatory	Installed capacity	Public administration, investors, planners	Planned/Complements	<u>Expected start of legislative process:</u> 1st half 2014 <u>Expected effective:</u> 1 January/July 2015

\* Indicate if the measure is (predominantly) regulatory, financial or soft (i.e. information campaign). \*\*Is the expected result behavioural change, installed capacity (MW; t/year), energy generated (ktoe)?

\*\*\*Who are the targeted persons: investors, end users, public administration, planners, architects, installers, etc.? Or what is the targeted activity / sector: biofuel production, energy use of animal manure, etc)?

\*\*\*\* Does this measure replace or complement measures contained in Table 5 of the NREAP?

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources in the Czech Republic under Art 22 of the European Parliament and Council Directive 2009/28/EC, on support for the use of energy from renewable sources (2011 and 2012).





### **Support Schemes to Promote the Use of Energy from Renewable Sources:**

#### **Financial support:**

At present the Czech Republic offers the following types of financial support:

a) Investment support from subsidy schemes for the promotion of renewable energy and heat production:

- National Programme for the Promotion of Energy-Saving Measures and the Use of Renewable Energy Sources
- Operational Programmes in Business and Innovation (Ministry of Industry and Trade) and the Environment (Ministry of the Environment)
- Green Savings Programme (Ministry of the Environment)
- Rural Development Plan of the CR (Ministry of Agriculture)

b) Feed-in tariffs and green bonuses for the promotion of renewable energy production. (The problem is that VAT is imposed on this subsidy - at present it accounts for 20% in the Czech Republic.)

c) Tax exemptions or reductions and tax refunds:

- Income tax exemptions. In compliance with the provision of Act No. 586/1992 Coll., on income tax, the income from the green installations listed is exempt from taxes:
  - Small water power plants up to the capacity of 1 MW,
  - Wind power plants,
  - Heat pumps,
  - Solar installations,
  - Installations generating and using biogas and woodgas,
  - Biomass energy or heat generating installations,
  - Installations generating biologically degradable substances as specified in a special legal regulation.

(This only relates to the income from the operation of the above-mentioned installations in the calendar year in which they were put into operation and for the immediately following five years. The regime is coming to a close; it does not apply to new sources. The last sources entitled to this support were those put into operation in 2010.)

- Tax deductions (pursuant to the Income Tax Act)
- Tax exemptions pursuant to Act No. 261/2007 Coll., on public funds stabilization, as amended
- Exemption from property tax.



**Existing operational support** (feed-in prices and green bonuses):

Renewable energy production is promoted based on Act No. 165/2012, on supported energy sources and amending certain acts. The Act sets forth two schemes of operational support of renewable energy production: feed-in prices and green bonuses (these schemes cannot be combined).

a) Feed-in prices: to guarantee producers a 15-year return on investment, during the lifecycle of electricity generating installations, and are increased by 2 to 4% taking into account the industrial producer price index. The feed-in price is paid by the trader which is determined by the state to purchase the electricity on mandatory basis. The mandatory purchaser is obliged to pay the feed-in price to the producer of electricity from renewable energy sources that has fulfilled the conditions, and then charges the market operator for the difference between the feed-in price and the hourly price of electricity.

b) Green bonuses: the amount is determined by the Energy Regulatory Office, based on the market price of electricity generated from individual types of renewable energy sources. Under this scheme, producers may sell the generated electricity to any customer or electricity trader for the market price and gain a green bonus. The bonus scheme also permits them to consume the electricity generated and to apply for a green bonus for this consumption. (Compared to feed-in prices, these are more favourable.) The green bonuses are paid by the market operator.

A state subsidy was introduced to cover a portion of the costs associated with the support of RES electricity that the market operator is entitled to reimburse. (The subsidy also fully covers the support of RES heat.) The amount of the subsidy is determined by the Ministry of Industry and Trade. And the remaining funds necessary for the funding of the support of electricity are funded by all end consumers by way of electricity prices paid to regional distribution companies or the transmission system operator. These additional costs are recognized in the regulated component of the price of electricity for end customers in the form of a nationwide uniform fee included in the electricity distribution price which is determined by the Energy Regulatory Office.

Table 8) Operational support schemes for energy from renewable sources:

<b>Actual support costs for RES</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
	<b>[000 CZK p.a.]</b>	<b>[000 CZK p.a.]</b>
Small hydro stations	1,452,459.02	1,448,283.79
Photovoltaic stations	23,583,546.09	24,734,572.96
Wind farms	630,844.81	747,271.00
Geothermal sources	0.00	0.00
Biogas stations	2,506,294.66	4,033,169.87
Biomass	2,315,881.73	2,532,611.79
<b>Total RES</b>	<b>30,489,026.31</b>	<b>33,495,909.42</b>
Costs of variation and corrections	2,141,683.29	2,006,597.25
<b>Total RES incl. variation and corrections</b>	<b>32,630,709.60</b>	<b>35,502,506.67</b>

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources in the Czech Republic under Art 22 of the European Parliament and Council Directive 2009/28/EC, on support for the use of energy from renewable sources (2011 and 2012).





## **FRANCE:**

### **National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020:**

(Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer.)

The Commission set a minimum target of a 23 % share of energy from renewable sources in gross final energy consumption in 2020. But there is a problem with the starting point for France. The Annex I to the Directive 2009/28/EC states 10,3 % of RES in 2005. Meanwhile the National action plan displays only 9,6 %. → The difference between the percentages given for 2005 by the National action plan and by the Directive is explained by the revision of the statistical data used. The data relating to the consumption of renewable energy have been updated and corrected since that date, which explains the new percentage of 9,6 %. While this adjustment of the starting point has obliged France to develop a more strict action plan, the final target of 23 % in 2020 remains unchanged.

Table 9) Overall French targets concerning the share of energy from renewable resources in the final gross energy consumption in 2005 and in 2020:

(A) Share of energy from renewable resources in the gross final energy consumption in 2005 (S 2005) (%)	9.6%
(B) Share of energy from renewable resources in the gross final energy consumption in 2020 (S2020)(%)	23%
(C) Expected total adjusted energy consumption in 2020 (from Table 1, last cell) (ktoe)	155 268
(D) Expected quantity of energy from renewable resources corresponding to the 2020 target (product B x C) (ktoe)	35 711

Source: National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020 (France)

Table 10) French targets and estimated trajectory of energy from renewable resources in the heating and cooling, electricity and transport sectors:

	2005	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RES - H&C <sup>1</sup> (%)	13.6%	14.9%	17%	18%	19%	20.5%	22%	24%	25.5%	27.5%	29%	31%	33%
RES - E <sup>2</sup> (%)	13.5%	14%	15.5%	16%	17%	18%	19%	20.5%	21.5%	23%	24%	25.5%	27%
RES - T <sup>3</sup> (%)	1.2%	5.6%	6.5%	6.9%	7.2%	7.5%	7.6%	7.7%	8.4%	8.8%	9.4%	10%	10.5%
Overall RES share (%)	9.6%	11.4%	12.5%	13.5%	14%	15%	16%	17%	18%	19.5%	20.5%	22%	23%
Share resulting from cooperation mechanism (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Surplus for cooperation mechanism (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Following part B of Annex I to the Directive				2011-2012		2013-2014		2015-2016		2017-2018			2020
Minimum trajectory of RES (%)				12.2%		13.5%		15.5%		18.3%			23%
Minimum trajectory of RES (ktoe)				20 441		22 196		25 926		29 707			35 617

\* Part B of the Annex I to the Directive = Indicative trajectory.

Source: National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020 (France)

Table 11) Overview of all policies and measures to promote the use of energy from renewable sources (France):

Name and reference of the measure	Type of measure	Expected results	Target group and/or activity	Existing or planned	Start and end dates of the measure
1. Modification of administrative process	Regulatory	Simplification for small renewable electricity or heating production projects; better environmental consideration for large projects (photovoltaics, wind power, biomass)	Individuals, Investors	Existing, modification in progress	Progressive since 2001 Creation of simplified ICPE regime in 2010
2. Sustainable Development Income tax credit	Financial	Increase in the number and quality of energy performance projects 3 million homes equipped with wood-fired heating, 2 million with heat pumps, 4 million with solar heating by 2020	Individuals	Existing	2005-2012
3. Reduced rate VAT (work on homes more than 2 years old): for renewable energy production equipment in the existing residential sector.	Financial		Individuals	Existing	1999
4. Zero rate eco-loan for work to improve the overall energy performance of homes	Financial		Individuals	Existing	1 April 2009 - 31 December 2013 for the zero rate eco-loan
5. ANAH aid	Financial	Increase in the number and quality of thermal renovations in small households	Individuals	Existing, increase in progress	2007-/
6. Plan for the renovation of social housing and public buildings	Financial	Thermal renovation of all of these homes by 2020	Council housing managers, State, local and regional	In progress	2009- 2020



Name and reference of the measure	Type of measure	Expected results	Target group and/or activity	Existing or planned	Start and end dates of the measure
7. Energy Saving Certificates	Regulatory	Increase in the number of activities enabling energy savings or the production of renewable heating, in construction and industry	Energy suppliers	Existing	2005-/
8. Thermal Regulation 2012	Regulatory	Reinforcement of thermal standards for new construction	Individuals, any actor in building and construction	Definition in progress	2011-2012 or 2013 depending on type of building
9. Energy Performance Diagnosis	Regulatory	Better information for the purchaser, occupant and visitors	Individuals, property companies	Existing	2007-/
10. FAR bonus	Regulatory	Incentive for energy performance	Individuals	Existing	2005-/
11. Qualification/certification programmes	Regulatory non binding	Improvement of the quality of the buildings' thermal renovations and renewable energy production equipment	Construction professionals	Existing – to come	Reinforcement planned 2010 -2011
12. Energy Information Spaces	Information	Increase in the number and quality of thermal renovation projects 3 million homes equipped with wood-fired heating, 2 million with heat pumps, 4 million with solar heating by 2020	Individuals	Existing	2000-/
13. ADEME Campaigns	Information	Awareness of global warming and thermal renovation	Individuals	Existing	2009-2010
14. Accelerated and exceptional depreciation	Financial	Increase in the number of projects and the installed capacity	Companies – all RE technologies	Existing	Start: 1992, 2002, 2005, 2008 depending on the technologies end: -
15. Regional Climate Air and Energy Plans	Planning	Identification and use of potential renewable energies	Local and regional authorities	To come	2010-2011
16. Heat Fund	Financial	Finance 5 400 ktoe of renewable origin heat production by 2020	Collective, tertiary and industrial sectors	Existing	First period from 2009 to 2011





Name and reference of the measure	Type of measure	Expected results	Target group and/or activity	Existing or planned	Start and end dates of the measure
17. Reduced rate VAT for district heating networks using more than 50% RE	Financial	3.2 Mtoe renewable heat by heating networks in 2020	Planners, investors – heating networks	Existing	2009-/
18. Classification of district heating networks	Regulatory	3.2 Mtoe renewable heat from heating networks in 2020 + development of cooling networks	Planners, final users – heating networks	Existing, modification planned	1997 /
19. Extension of the concession period (public service delegations)	Financial	3.2 Mtoe renewable heat from heating networks in 2020	Planners, investors – heating networks	Planned	2010-/
20. Energy Performance Plan for Farms	Financial	Achieve a rate of 30% of farms with low energy dependency by 2013 + development of REs	Farms	Existing	2009-2013
21. Aid for the construction or redevelopment of commercial greenhouses and greenhouses in the ornamental and nursery horticulture sector	Financial	Development for REs for commercial greenhouses and greenhouses in the ornamental and nursery horticulture sector	Farms	Existing	
22. Support plan for waste policies	Financial	Support the development of methanisation in the treatment of waste (among others)	Farms	Existing	2008 /
23. Tariffs for the purchase of electricity produced from renewable energy sources	Financial	Increase in the number of projects for the production of renewable electricity	Individuals, investors	Existing	2000-/ modified from 2006 to 2010 depending on the technologies
24. Negotiable certificates	Financial	Increase in the number of projects for the production of renewable electricity	Investors	Existing	Review of provision planned in 2010
Name and reference of the measure	Type of measure	Expected results	Target group and/or activity	Existing or planned	Start and end dates of the measure
25. Calls for projects for the production of renewable electricity	Financial	Increase in the installed capacity for the production of renewable electricity (wind power, offshore wind power, biomass, photovoltaic, maritime energies)	Investors	Existing for biomass and photovoltaic To come for offshore wind power Considered for maritime energies Annual periodicity for biomass and biogas	2005- 2020
26. ADEME demonstration funds	Financial	R&D stimulation	Investors, researchers	Existing	2009-2013
27. NRA	Grants	R&D stimulation	Researchers	Existing	2009-/
28. Hubs of competitiveness	Grants	R&D stimulation	Public-Private-Partnership	Existing	2005-/
29. General tax on polluting activities (TGAP)	Fiscal	Achievement of biofuel incorporation targets	Fuel distributors	Existing	2005-/
30. Partial exoneration from the Domestic Consumption Tax (TIC)	Fiscal	Reduction of additional cost for manufacturing biofuels	Fuel producers	Existing	2002-/
31. Renovation of river channels and port facilities	Infrastructures	Substitution of goods transport by road with non-road transport	Transport/distribution companies	Being developed	2010-/
32. Construction of 2.000 km of railway	Infrastructures	Substitution of goods transport by road with rail transport	Companies for rail transport of passengers and goods	Being developed	2010-/



Name and reference of the measure	Type of measure	Expected results	Target group and/or activity	Existing or planned	Start and end dates of the measure
33. Construction of automatic underground train ring route in the Ile de France	Infrastructures	Increase in public transport	Individuals	Being developed	2010-/
34. Construction of 1500 km of reserved lane public transport outside the Ile de France	Infrastructures	Increase in public transport	Individuals	Being developed	2010-/
35. Scrapping premium	Fiscal	Accelerated renewal of vehicle fleet	Individuals	Existing	2008-2010
36. Environmental bonus	Fiscal	Purchase of vehicles that consume less	Individuals	Existing	2010-/

Source: National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020 (France)

The measures from the table above include these specific actions:

1. Specific measures to fulfil the requirements under Articles 13, 14, 16 and Articles 17 to 21 of Directive 2009/28/EC

1.1. Administrative procedures and spatial planning (Article 13(1) of Directive 2009/28/EC)

1.1.1. National measures

- Procedures relating to territorial planning:  
A regional plan for the climate, air and energy (SRCAE)  
Territorial climate and energy plans  
A regional plan for the connection of renewable energies to the grid
- Procedures relating to planning law
- Authorisation according to the electricity regulations
- Procedures relating to environmental evaluation as required by the Environmental Code:  
Evaluation of Natura 2000 impacts (L.414-4 of the Environmental Code)  
Impact evaluation as required by the law on water  
The Installations Classified for the Protection of the Environment regime

1.1.2. Local measures

1.2. Technical specifications (Article 13(2) of Directive 2009/28/EC)

1.3. Buildings (Article 13(3) of Directive 2009/28/EC)

1.3.1. Specific measures

- Public buildings
- Social housing
- Private housing:  
Energy poverty and energy performance of housing
- Private tertiary sector

1.3.2. General measures

- Feasibility studies of energy supply



- Energy performance of new housing:  
Thermal Regulation 2005 and high energy performance labels  
Developments in thermal regulations: RT 2012  
The FAR bonus
  - ANAH aid (the National Housing Agency) - small households
- 1.4. Information provisions (Article 14(1), (2) and (4) of Directive 2009/28/EC)
- EIE operation (Espace Info Énergie - Energy Information Space)
- 1.5. Certification of installers (Article 14(3) of Directive 2009/28/EC)
- Qualit 'EnR
  - QUALIBAT
  - Qualiforage
- 1.6. Electricity network infrastructure development (Article 16(1) and Article 16(3) to (6) of Directive 2009/28/EC)
- National legislation (The main current legislative texts are: Law No 2000-108 of 10 February 2000; Law No 2009-967 of 3 August 2009, called "Grenelle I law"; Law No 2010-788 of 12 July 2010, called "Grenelle II law".)
  - Development and integration of renewable energies
  - Intelligent networks
  - Reinforcement of interconnections
  - Procedures for the authorisation of infrastructures
  - Reserved or priority connections for renewable energies
  - Limitations of the network for the integration of renewable energies
  - Acceptance and sharing of network adaptation costs
  - Information and connection calendar
- 1.7. Electricity network management (Article 16(2), (7) and (8) of Directive 28/EC/2009)
- Priority or guaranteed network access for renewable energies
  - Insertion of renewable energies into the networks
  - Competences and information from the energy regulation authority
  - Prices for the transport and distribution of electricity
- 1.8. Biogas integration into the natural gas network (Article 16(7), (9) and (10) of Directive 2009/28/EC)
- 1.9. District heating and cooling infrastructure development (Article 16(11) of Directive 2009/28/EC)
- 1.9.1. District heating infrastructures
- Facilities and production
  - Division by energy type
  - Share of cogeneration
  - Customers for heating networks





- Examples of district heating networks
- Development of heating networks

#### 1.9.2. Urban cooling infrastructures

- Facilities and production
- Division by energy type
- Example of district cooling network
- Development of cooling networks

#### 1.10. Biofuels and other bioliquids — sustainability criteria and verification of compliance (Articles 17 to 21 of Directive 2009/28/EC)

- National legislation relating to land use in order to verify compliance with Article 17(3-5) of Directive 2009/28/EC
- Details of the classification of protected areas
- Procedure relating to changing the status of land
- Compliance with good agro-environmental practices and with the environmental cross-compliance requirements laid down by Article 17(6) of Directive 2009/28/EC
- Voluntary "certification" systems for the sustainability of biofuels and bioliquids

### 2. Support schemes to promote the use of energy from renewable resources in the electricity sector

#### 2.1. Financial measures

- Zero rate eco-loan
- Tax credit
- ANAH aid (the National Housing Agency) – the thermal renovation of older properties occupied by small households
- Reduced rate VAT (renovation work in housing more than two years old)
- Heat Fund:  
Biomass, Solar thermal, Geothermal/hydrothermal, Heating networks
- State-Region Project Contracts
- Support plan for waste policies
- Energy Performance Plan for farms (PPE)
- Aid for the construction or redevelopment of commercial greenhouses and greenhouses in the ornamental and nursery horticulture sector
- Accelerated or exceptional depreciations
- Energy saving certificates

#### 2.2. District heating and cooling systems

##### 2.2.1 Legislative and regulatory measures

##### 2.2.2. Financial measures



3. Support schemes to promote the use of energy from renewable resources in the transport sector
- Targets and overall programme + Incentive measures

**Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources** - 2nd report - Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union:

(December 2013; Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy.)

France's national action plan included a target percentage of 14% of renewable energy in gross final energy consumption for 2012. But the real percentage of RES for 2012 is only 13,7 %. It means that France is 0,3% behind its target.

Table 12) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources (France):

	2011	2012p
RES-H&C <sup>1</sup> (%)	15.8%	17.2%
RES-E <sup>2</sup> (%)	16.4%	16.7%
RES-T <sup>3</sup> (%)	6.9%	7.1%
<b>Overall RES share<sup>4</sup> (%)</b>	<b>12.7%</b>	<b>13.7%</b>
<i>Of which from cooperation mechanism (%)</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Surplus for cooperation mechanism (%)</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources - 2nd report - Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union.



Table 13) Measures taken in the preceding two years and/or planned at national level to promote energy from renewable sources:

Name and reference of the measure	Type of measure	Expected result	Targeted group and or activity	Existing or planned	Start and end dates of the measure
1. Revision of administrative procedures	Regulatory	Simplification for small renewable electricity or heating projects; better account to be taken of the environment in large projects (photovoltaic, wind, biomass)	Individuals, investors	Existing, revision under way	2001-/-
2. Sustainable development income tax credit	Fiscal		Individuals	Existing	2005-2015
3. Lower VAT rate (works in housing over two years old): for renewable energy production equipment in the existing residential sector	Fiscal	Increase in the number and quality of energy performance works: wood-fired heating installed in 3 million dwellings, heat pumps in 2 million dwellings and thermal solar in 4 million dwellings by 2020	Individuals	Existing	1 April 2009 – 31 December 2013 for the zero-rated eco-loan
4. Zero-rated eco-loan for works to improve the overall energy performance of housing	Financial		Individuals	Existing	
5. ANAH aid	Grants	Increase in the number and quality of heating renovations in low-income households	Individuals	Existing, being stepped up	2007-/-
6. Social housing and public buildings renovation plan	Financial	Thermal renovation of all such buildings by 2020	Social housing managers, State and local authorities	Under way	2009-2020
7. Energy saving certificates	Regulatory	Increase in the number of energy saving or renewable heat production measures in construction and industry	Energy suppliers	Existing	2011-2014 (2 <sup>nd</sup> period)
8. 2012 Thermal Regulation	Regulatory	Tighter thermal standards in new buildings	Individuals, anyone constructing buildings for residential or service-sector use	Existing	28 October 2011 - 2020 or 1 January 2013 – 2020, depending on type of building
9. Energy performance diagnosis	Regulatory	Better information for buyers, occupants and visitors	Individuals, building societies	Existing	2007-/-
10. FAR bonus	Regulatory	Energy performance incentive	Individuals	Existing	2005-/-
11. Energy Info offices	Information	Increase in the number and quality of energy performance works: wood-fired heating installed in 3 million dwellings, heat pumps	Individuals	Existing	2000-/-





		in 2 million dwellings and solar heating in 4 million dwellings by 2020			
12. ADEME campaign	Information	Raising awareness of global warming and thermal renovation	Individuals	Existing	2009-/-
13. Regional Climate/Energy/Air plans	Planning	Identifying and capitalising on renewable energy potential	Local authorities	Under way	2010-2013
14. Heat Fund	Financial	Financing 5 400 ktoe of renewable heating production by 2020	Collective, service and industrial sectors	Existing	1 <sup>st</sup> period from 2009 to 2013
15. Lower-rate VAT for district heating networks using over 50% RES	Financial	3.2 Mtoe of renewable heating by heating networks by 2020	Developers, investors – heating networks	Existing	2009-/-
16. Classification of district heating networks	Regulatory	3.2 Mtoe of renewable heating by heating networks by 2020 - developing cooling networks	Developers, investors – heating networks	Existing, revision being prepared	1997-/-
17. Extension of concession period (public service delegation)	Financial	3.2 Mtoe of renewable heating by heating networks by 2020	Developers, investors – heating networks	Existing	2010-/-
18. Energy Performance Plan for farms	Financial	- Improved overall energy performance on farms - Development of RES	Farms	Existing, scheme being revised	2009-2013
19. Support for the construction or refurbishment of market garden greenhouses or greenhouses in the ornamental and nursery horticulture sector	Financial	Development of RES for market garden greenhouses and greenhouses in the ornamental and nursery horticulture sector	Farms	Existing	Revision of the scheme under way
20. Methanation Energy – Nitrogen Autonomy Plan	Financial Regulatory Grants	Development of 1000 biogas plants by 2020	Farms	Existing	2013-2020
21. Purchase prices for electricity produced from RES	Financial	Increase in the number of renewable energy production projects	Individuals, investors	Existing	2011-/-
22. Guarantees of origin	Regulatory	Upgrading the renewable nature of the energy produced	Investors	Existing	2011-/-
23. Calls for tenders for renewable energy production	Financial	Increase in installed capacity for renewable energy production (wind, offshore wind, biomass, photovoltaic, maritime energies)	Investors	Existing for biomass and photovoltaic Existing for offshore wind Existing for onshore wind in Corsica and overseas Planned for maritime energies	2005-2020
24. ADEME demonstration funds,	Grants	Stimulating R&D	Investors, researchers	Existing	2009-2013



extended by Future Investments programmes					
24a. Future Investments	Grants	Stimulating R&D	Investors, researchers	Existing	2010-/-
25. ANR	Grants	Stimulating R&D	Researchers	Existing	2009-/-
26. Competitiveness hubs	Grants	Stimulating R&D	Public-private Partnership	Existing	2005-/-
27. General tax on pollutant activities	Fiscal	Achieving biofuel incorporation targets	Fuel distributors	Existing	2005-/-
28. Partial exemption from domestic consumption tax	Fiscal	Reducing the additional costs of biofuel production	Fuel producers	Existing	2002-/-
29. Restoration of rivers, canals and port installations	Infrastructure	Replacement of road transport of goods by non-road transport	Transport/distribution enterprises	Being developed	2010-/-
30. Major rail network modernisation plan	Infrastructure	Replacement of road transport by rail transport	Rail passenger and freight transport enterprises	Being developed	2012-/-
31. Development of French rail network	Infrastructure	Giving priority to daily trains in order to promote the modal shift	Rail passenger and freight transport enterprises	Being developed	2010-/-
32. Grand Paris Express project	Infrastructure	Improved public transport	Individuals	Being developed	2010-/-
33. Vehicle scrapping premium	Grants	Faster renewal of vehicle fleet	Individuals	Existing	2011-/-
34. Vehicle incentive	Grants	Purchase of lower-consumption vehicles	Individuals	Existing	2008-/-
35. Creation of a guaranteed purchase price for biomethane incorporated into gas grids	Financial	Helping to achieve heating production targets from biogas	Waste producers	Existing	2011-/-

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources - 2nd report - Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union.

### **Support schemes to promote the use of energy from renewable resources:**

#### **Financial support:**

There exist large disparities in maturity between the renewable energy production sectors. The incentive mechanisms put in place are consequently different according to the sector.

**Purchase price:** The purchasing prices are aimed at protecting investors against the risk of electricity price fluctuations. They are particularly suitable for mature technologies, but the obligation to



purchase electricity concerns all methods of renewable production. (The photovoltaic, wind power, and biomass sectors in particular are the biggest beneficiaries.) Regarding technical specifications, certain purchase prices are modified according to performance criteria (energy efficiency bonus for biomass, bonus for integration for photovoltaics). The obligation to purchase is entered into for a duration of 15 to 20 years according to the technologies and their degree of maturity. For each sector, the level of purchase prices is periodically reviewed in order to remain in line with the maturity of the sector and the reduction in production costs. The bodies responsible for the obligation to purchase are the electricity distributors. To compensate the electricity distributors, the contribution to the public electricity service for the extra costs linked to the obligation to purchase for renewable origin electricity is paid by all electricity consumers. So the contribution is levied on final consumers' bills as the Public Electricity Service Contribution (CSPE).

**Calls for tender:** In the case of biomass or wind power (especially the sea-based), the use of calls for tender is preferred. The mandatory purchase contracts are used to finance this support measure and the contribution is also levied on final consumers' bills, together with the purchase price to cover extra costs of the renewable electricity production, as part of the Public Electricity Service Contribution (CSPE).

Under both these systems (purchase prices and call for tenders), operators of renewable energy facilities can benefit from a long-term purchase contract at a guaranteed price (generally 15 to 20 years). In both cases, compensation due for the application of mandatory purchase contracts is assessed in relation to the purchaser's avoided costs defined with reference to the market price of electricity. The amount of the compensation for a given year therefore depends on the market prices recorded in that year. In the table below you can see a summary of the existing purchase prices.





Table 14) Summarising purchase prices for renewable energy and purchase price for biomethane incorporated in natural gas grids:

Sector	Orders governing electricity purchase	Duration of contracts	Example of prices for facilities operating on the date of publication of the Orders
Hydro	1 March 2007 (in force)	20 years	- EUR 0.0607/kWh + bonus of between EUR 0.005 and 0.025/kWh for small facilities + bonus of between EUR 0 and 0.0168/kWh in winter depending on regularity of production - EUR 0.15/kWh for ocean hydro energy (wave, tidal or hydrokinetic)
Geothermal	21 July 2010 (in force)	15 years	Continental France: EUR 0.20/kWh + energy efficiency bonus of between EUR 0 and 0.08/kWh Overseas Départements: EUR 0.13/kWh + energy efficiency bonus of between EUR 0 and 0.03/kWh
Wind	17 November 2008 (in force)	15 years (onshore) 20 years (offshore)	- Onshore wind: EUR 0.082/kWh for 10 years then between EUR 0.028 and 0.082/kWh for 5 years depending on sites - Offshore wind: EUR 0.13/kWh for 10 years then between EUR 0.03 and 0.13/kWh for 10 years depending on sites
Wind with production forecasting and smoothing system in zones at risk of cyclones	8 March 2013 (in force)	15 years	EUR 0.23/kWh for 10 years then between EUR 0.05 and 0.23/kWh for 5 years depending on sites
Photovoltaic	4 March 2011 (in force)	20 years	Prices in force in the first quarter of 2013: - building-integrated installations: EUR 0.3159/kWh - simplified building-integrated installations: EUR 0.1817 or 0.1727/kWh depending on the power of the installation - other installations: EUR 0.0818/kWh Prices are revised quarterly depending on the number of connection requests compared with annual targets
Cogeneration	31 July 2001 (in force)	12 years	EUR 0.061 to 0.0915/kWh approximately depending on the price of gas, operating duration and power
Domestic waste, excluding biogas	2 October 2001 (in force)	15 years	EUR 0.045 to 0.05/kWh + energy efficiency bonus of between EUR 0 and 0.03/kWh
Combustion of non-fossil plant materials (biomass)	27 January 2011 (in force)	20 years	EUR 0.0434/kWh + optional bonus of between EUR 0.0771 and 0.1253/kWh awarded depending on power, resources used and efficiency and modulated depending on the latter
Biogas (from landfill)	19 May 2011 (in force)	15 years	Between EUR 0.08121 and 0.09745/kWh depending on power + energy efficiency bonus of between EUR 0 and 0.04/kWh
Methanation	19 May 2011 (in force)	15 years	Between EUR 0.1119 and 0.1337/kWh depending on power, to which an energy efficiency bonus of between EUR 0 and 0.04/kWh may be added as well as a bonus for animal effluent treatment of between EUR 0 and 0.026/kWh
Other installations of a power of less than 36 kVA	13 March 2002 (in force)	15 years	EUR 0.0787 and 0.0960/kWh based on the 'blue' price for domestic customers

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources - 2nd report - Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union.



The resulting amount of the compensation due to mandatory purchasers for applying the purchase contracts is summarized in the tables below. The first table reflects the amount of support schemes for electricity in 2010 and 2011, and the forecast for 2012 and 2013. And the second table reflects the amount of aid for the heating sector from the Heat Fund in 2011 and 2012.

Table 15) Support schemes for renewable energies and cogeneration (electricity only):

In EUR million	Cost of support recorded by the CRE in 2010 <sup>22</sup>	Cost of support recorded by the CRE in 2011	2012 forecasts <sup>23</sup>	2013 forecasts
<b>Gas cogeneration</b>	<b>820</b>	<b>800</b>	<b>710</b>	<b>530</b>
<b>Renewable electricity</b>	<b>760</b>	<b>1 460</b>	<b>2 220</b>	<b>3 010</b>
Photovoltaic	250	900	1 530	2 110
Wind	350	400	500	570
Hydro	80	65	65	120
Biomass	30	50	85	120
Biogas	30	37	40	85
Geothermal	0	3	6	4
Domestic waste incineration	15	5	-1	15

\*CRE = Energy Regulation Commission

Table 16) Support schemes for renewable energies (heating alone):

	2011	2012
<b>Non-BCIAT wood (BCIAT = 'Biomass Heat – Industry, Agriculture, Services' call for projects)</b>		
Heat Fund investment grants	EUR 524/toe	EUR 58 million
		EUR 475/toe
		EUR 57.1 million
<b>BCIAT wood</b>		
Heat Fund investment grants	EUR 368/toe	EUR 43.8 million
		EUR 389/toe
		EUR 40.5 million
<b>Geothermal</b>		
Heat Fund investment grants	EUR 861/toe	EUR 26 million
		EUR 1 207/toe
		EUR 14.4 million
<b>Biogas</b>		
Heat Fund investment grants	EUR 189/toe	EUR 1.2 million*
		EUR/toe
		EUR 0 million**
<b>Solar</b>		
Heat Fund investment grants	EUR 10 183/toe	EUR 16.2 million
		EUR 10 408/toe
		EUR 10 million
<b>Heating networks over 50% supplied by renewable or recuperated energies</b>		
	EUR 358/toe	EUR 92.8 million
		EUR 253/toe
		EUR 100 million

\* Also covered by Waste Fund in 2011 (+ EUR 2.3 million).

\*\* No thermal upgrading or biogas incorporation project was assisted by the Heat Fund in 2012 but the Heat Fund supported 18 biogas heating transport networks.

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources - 2nd report - Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union.





**Zero rate eco-loan:** For largely decentralised sectors such as photovoltaic, the incentives are principally aimed at reducing the initial investment - global measures such as the zero rate eco-loan make it possible to encourage projects. The zero rate eco-loan enables improvement in the profitability of projects to reduce energy consumption or to incorporate renewable energy production systems. All individual may benefit from these loans for projects in their main residences. The ceiling is set at EUR 30 000 per property and can be combined with other support arrangements. By the end of 2010, 100 000 zero rate eco-loans have been offered to French people by banks, with the average amount of loans issued around EUR 16 500. The expenditure incurred in 2012 spread over five years from 2013 and it is calculated to reach EUR 90 million.

**Sustainable development Income tax credit:** The Sustainable Development Tax Credit (CIDD) is a measure to promote widespread distribution of sustainable energy equipment. In particular, regarding equipment for the production of energy from renewable resources: heating appliances operating on wood or other biomasses, heating or domestic hot water equipment operating on solar or water-power energy, heat pumps for heating or domestic hot water with the exception of air/air heat pumps, equipment for the production of electricity operating on solar, wind or water power, or biomass. The benefit of the tax credit is granted to tax payers, natural persons, who pay expenditure for equipment for their main residence. Created in 2005, the tax credit was initially conceived until 2009, but it has been extended until 2015 (from 1 January 2013, solely to expenditure in homes completed for more than two years). Results: nearly 800 000 households have invested in equipment using renewable energies in 2009. In 2012 sustainable development tax credit (on expenditure incurred by households in 2011) was EUR 1 billion. In 2011 it reached EUR 2 billion.

(There exists also **other fiscal exemption and degressive or exceptional depreciation:** In parallel with the tax credit, it is possible to benefit from fiscal exemption and specific allowances. The owners of photovoltaic facilities of a power rating less than 3 kW are exempt from fiscal procedures related to the resale of electricity generated and in particular do not pay income tax on this electricity sale. Farmers benefit from advantageous fiscal regimes enabling them to avoid paying the whole of the income tax associated with the resale of electricity (produced by a biomass centre or a photovoltaic facility). And the renewable energy production equipment may be the subject of degressive or exceptional depreciation over 12 months. There are no numbers given for the amount of this support measure.)

**Aid for renewable electricity production systems not connected to the network:** Aid for the electrification of isolated sites (main residences and buildings for professional or tourist uses), when the cost of electrification is less than that of connection to the network. This aid is determined according to the cost of the installation and the cost of the connection and may attain up to 95% of the cost of the installation. The financing is provided by FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification - the Fund for the Amortisation of Electrification Costs, funded by the State) for rural areas, or by ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie - French Environment and Energy Management Agency) for urban sites. There are no figures given for the amount of this kind of aid.



**Energy Performance Plan for farms (PPE):** The energy performance plan for farms, launched by the Ministry of Agriculture and Fisheries in 2009, englobes specific actions for energy saving and investments for the production of renewable energies. Therefore aid for investments aimed at producing renewable energies may be granted (for installation of solar water heaters, biomass boilers, thermal exchangers and heat pumps, and for methanisation units and equipment linked to the production of electricity on an isolated site not connected to the network - small wind farms and photovoltaic panels).

**ANAH aid (heating and cooling sector):** In 2008, the national housing agency (ANAH) put in place an aid scheme specific to the thermal renovation of older properties occupied by small households – including works relating to insulation and changing heating systems, or installation of equipment for the production of renewable energy. The aid is reaching from 20% to 35% of the total cost of the work, and 70% of the amount of the aid may be advanced to facilitate the financing of the project.

**Heat Fund:** This system of support for investment was launched in December 2008, and it was implemented in order to support the production of heat from renewable resources and recuperated energy. The Heat Fund mainly supports the development of the use of biomass (forestry, agriculture, production and thermal recovery of biogas, etc.), geothermal energy, heat pumps and solar thermal. The sectors concerned are collective housing, tertiary, agriculture and industry. For large scale biomass facilities (production of renewable heat greater than 1 000 toe/year) in the industrial, agricultural and tertiary sectors, annual national call for projects is the intervention method used. The Heat Fund may not be combined with any other of the aid systems. The Heat Fund has a global appropriation of EUR 1.2 billion for 2009-2013. The amounts given for specific programs in 2011 and 2012 are displayed in the table 13.

**Support system for the transport sector:** Partial exemption from the domestic consumption tax (TIC) makes it possible to reduce the additional costs of producing biofuels in comparison with fossil fuels. Its amount is set every year by the Finance Law for the following year and it differs by type of biofuel.

Table 17) Tax exemption rates for the biofuels:

EUR/hl	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ETBE	33	27	21	18	14	14	14
Ethanol	33	27	21	18	14	14	14
VOME	25	22	15	11	8	8	8
VOEE	30	27	21	18	14	14	14
AOME and UOME	25	22	15	11	8	8	8
Biodiesel from synthesis	25	22	15	11	8	8	8

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources - 2nd report - Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union.





The resulting total amounts of the tax concession for the transport sector are given in the following table.

Table 18) Support schemes for renewable energies (transport alone):

Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total amount of 'biofuel' tax concession	EUR 500 million	EUR 720 million	EUR 521 million	EUR 425 million	EUR 270 million	EUR 287 million

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources - 2nd report - Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union.

**Research and innovation:** Support for research is one of the prime movers of public policy to develop new energy technologies, and is intended to help the corresponding sectors to mature and become competitive. The global R&D budget for energy in 2011 was EUR 1.11 billion.

There are 4 main programmes under the scheme of R&D:

- 1) Future Investments programme - with an overall appropriation of EUR 35 billion, is intended to finance profitable resources and research and innovation infrastructure. There are two sub-programmes: The Excellence Institutes for Carbon-Free Technologies (IEED), and Demonstration projects and experimentation platforms (Renewable and carbon-free energy and green chemistry demonstration projects and technology platforms = EUR 1 125 million; Circular economy = EUR 210 million; Smart electricity grids = EUR 165 million; Future Vehicles = EUR 950 million).
- 2) The National Research Agency (ANR) supports projects – in the area of new energy technologies and energy efficiency; appropriation of EUR 70 million a year since 2011.
- 3) Joint Ministerial Single Fund (FUI) supports – for collaborative research and development projects of the competitiveness hubs. The Fund has an appropriation of EUR 6 million for the period 2009-2012, including EUR 495 million for R&D projects and EUR 105 million for innovation platforms.
- 4) National funds under the Eurogia+ programme – for financing industrialisation projects between partners from at least two European Member States. Set up in 2008, Eurogia+ is an energy-related programme covering all technologies that are able to reduce carbon emissions. In 2012 the number of projects co-financed by France under the programme was 18, with a total budget of EUR 77 million.

**The 'Waste Fund':** In 2009, 24 methanisation projects were financed in the agri-foodstuffs and agricultural sectors, for an aid amount of approximately EUR 6 million. In 2011 it was EUR 26 million and in 2012 the amount was EUR 35 million.



## **GERMANY:**

### **National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany):**

The Commission set a minimum target of 18% share of energy from renewable sources in gross final energy consumption in 2020. (Rising from 5.8% in 2005.) The fulfilment of this target must also ensure a minimum 10% share of energy from renewable sources in transport.

In the National Action Plan, the Federal Government is expecting to achieve a higher value than the Directive's binding national target of 18%. It estimates the share of renewable energies in gross final energy consumption to be 19.6% in 2020. The share of renewable energies in the electricity sector will thereby amount to 38.6%, the share in the heating/cooling sector will be 15.5%, while in the transport sector it will amount to 13.2%.

Germany assumes that the 2020 target of energy from renewable sources can be achieved with national measures only – i.e. without the benefit of surpluses from other Member States under the flexible cooperation mechanisms laid down in Directive 2009/28/EC.

Table 19) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (figures from Annex I, Part A to Directive 2009/28/EC):

A) Share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 (\$2005) (%)	5.8 %
B) Target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 (\$2020) (%)	18.0 %
C) Expected total energy consumption in 2020 after adjustment (from Table 1, last line) (ktoe)	197 178
D) Expected amount of energy from renewable sources in accordance with the target 2020 (calculated as B x C) (ktoe) <sup>10</sup>	35 492

Source: National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)



Table 20) National target for 2020 and expected path for energy from renewable sources in the sectors of heating and cooling, electricity and transport:

	2005 <sup>15</sup>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Renewable sources of energy – heating + cooling (1) (%)	6.6	9.0	9.4	10.0	10.5	11.1	11.7	12.4	13.1	13.9	14.7	15.5
Renewable energy sources – electricity (2) (%)	10.2	17.4	19.3	20.9	22.7	24.7	26.8	28.8	31.0	33.3	35.9	38.6
Renewable energy sources – transport (3) (%)	3.9	7.3	7.5	7.6	7.0	7.0	7.0	7.1	9.3	9.4	9.7	13.2
Renewable energy sources, total (4) (%)	6.5	10.1	10.8	11.4	12.0	12.8	13.5	14.4	15.7	16.7	17.7	19.6
Of which through cooperation mechanism (5) (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Surplus for cooperation mechanism (5) (%),	0.0	0.0	2.6	3.2	2.5	3.3	2.2	3.1	2.0	2.9	0.0	1.6

In accordance with Part B of Annex I to the Directive		2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018		2020
		$S_{2005} + 20\%$ ( $S_{2020} - S_{2005}$ )	$S_{2005} + 30\%$ ( $S_{2020} - S_{2005}$ )	$S_{2005} + 45\%$ ( $S_{2020} - S_{2005}$ )	$S_{2005} + 65\%$ ( $S_{2020} - S_{2005}$ )		$S_{2020}$
Minimum value for target path for renewable energy (6)		8.24	9.46	11.29	13.73		18.00
Minimum value for target path for renewable energy sources (ktoe) <sup>16</sup>		18 249	20 533	23 890	28 198		35 492

Source: National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)

The implementation of the Directive must be completed by 5 December 2010. Many of the Directive's requirements have been met in Germany for years now; some new measures, such as the implementation of sustainability criteria, were adopted in 2009. For further implementation of the Directive, the Federal Government is preparing the 'European Law Adaptation Act for Renewable Energy' (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energie – EAG EE). This act will provide some further adjustments and specifications to existing instruments and schemes for the promotion of renewable energies (implementation of the role of model function of renewable energy use and increased energy efficiency in public buildings, a regulation on the use of certificates of origin, improvement of grid connection conditions and adjustment of energy statistics, as well as defining the basis for the issuance and recognition of certificates of origin, etc.)



Table 21) Overview of all policies and core measures:

<i>Name and reference of the measure</i>	<i>Type of measure*</i>	<i>Expected Result **</i>	<i>Target group and/or activity***</i>	<i>exists/is planned</i>	<i>Date of beginning and end of the measure</i>
<b>1. Renewable Energy Act (EEG)</b>	Legislative	Increased share of renewable energies in electricity	Investors, private households	Exists	Start: April 2000 (as a follow-up regulation to the Electricity Feed Act of 1991); amendments 2004 and 2009; next revision in 2011; the law is not limited in time.
<b>2. Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG)</b>	Legislative	Increased share of renewable energies in the heating of buildings (focus on new buildings)	Building owners (private and public)	Exists	Start: Jan 2009; first revision 2011
<b>3. Market Incentive Programme (MAP)</b>	Financial	Investments in renewable energy in heating	Private households, investors	Exists	Start: 1999 financed from funds established in EEWärmeG; until 2012
<b>4. KfW-funding-programs (e.g. CO<sub>2</sub>renovation-program)</b>	Financial	Energy efficiency measures and investments in renewable energy in buildings	Private households, investors, building owners, municipalities, social services	Exists	e.g. Start: 1996 End of measures 2011
<b>5. Combined Heat and Power Act (KWKG)</b>	Legislative	New construction, modernization and operation of CHP-plants and heating networks	Power plant operators, energy suppliers, investors	Exists	Start: April 2002, amendment in January 2009
<b>6. Energy Saving Ordinance (EnEV)</b>	Legislative	Compliance with minimum standards for energy efficiency in buildings and heating/cooling systems in new construction and renovation of residential and non-residential buildings	Building owners (private and public)	Exists	Start (current version dated 1.10.2009): October 2007 Basis: Energy Saving Ordinance of 28.03.2009; next amendment 2011/2012
<b>7. Biofuels Quota Act (BioKraftQuG)</b>	Legislative	Minimum share of biofuels of total fuel put into circulation, and tax incentive for certain biofuels	Companies that bring fuels on the market	Exists	Start: January 2007 Duration: beyond 2020 / tax incentive for certain biofuels until the end of 2015

\* Indicate if the measure is (predominantly) regulatory, financial or soft (i.e. information campaign).

\*\* Is the expected result behavioural change, installed capacity (MW; t/year), energy generated (ktoe)?

\*\*\* Who are the targeted persons: investors, end users, public administration, planners, architects, installers, etc.? Or what is the targeted activity/sector: biofuel production, energetic use of animal manure, etc.)?

Source: National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)



**Regional Targets:** In Germany, also many federal states and municipalities have set their own targets for the development of renewable energies, which contribute to achieving the national target. Within the realm of municipalities, the 100 %-renewable-energy regions are particularly worthy of mention - e.g. Schleswig-Holstein : The aim of the federal state government of Schleswig-Holstein is to achieve in 2020 a share of 100 % in domestic electricity consumption equivalents from renewable energies.

Specific measures to meet the requirements of Articles 13, 14 and 16 as well as 17 to 21 of Directive 2009/28/EC:

(\*A detailed presentation and/or evaluation of German federal and regional legislation is too extensive. At suitable points, a summary is provided and/or regional circumstances exemplified. At local/regional level, a large variety of measures have already been taken with regard to building regulations requirements, especially in the field of wind energy use.)

- Administrative procedures and spatial planning (Article 13(1) of Directive 2009/28/EC)
  - National and regional legislation for licensing, certification and approval procedures and the planning used on plants and associated infrastructures of transmission and distribution grids
    - a) Licensing, certification and authorisation procedures (Plants based on renewable energy sources (RES-plants) are approved in Germany partly in accordance with pollution control legislation and partly in accordance with building legislation.)
    - b) Regional Planning
    - c) Building Legislation (Federal Urban Planning Legislation; Building Code Regulation)
  - Responsible ministries/authorities and their responsibilities: a) Federal Immission Control Act (BImSchG): Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU); b) Building Law: Federal Ministry of Transport, Building and Urban Affairs (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung – BMVBS); c) Building code regulations: competent ministries of the federal states; d) Regional Planning Legislation: BMVBS; e) Nature Conservation Legislation: BMU and Federal Authority for Nature Conservation (Bundesamt für Naturschutz – BfN); f) Water Rights: BMU; g) Mining Legislation: Federal Ministry of Economics and Technology (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie – BMWi); h) Offshore Installation Legislation: BMU, BMVBS, BfN, Federal Maritime and Hydrographic Authority (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie – BSH).
  - Summary of existing and planned activities at regional/local level (An exemplary overview is offered in the following table.)



Table 22) Local/regional planning measures for wind power:

Land	Measures
Baden-Württemberg	The regional planning offices are required to establish region-wide priority areas for regionally significant wind turbine plants and define other areas as exclusion zones.
Hamburg	Proposed measure for HBauO: Wind turbines farms with a height of 15 m over ground surface will be installed in the future in allocated commercial and industrial areas and in the port area without approval procedure. This exemption should simplify and facilitate the installation of small wind turbine farms. A final decision is still pending.  Proposed measures to § 4 HmbKliSchG: 5 development plans pro year with fixed energy uses.
Lower Saxony	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Regional planning designation in the LROP (State Regional Planning Program) of two suitable areas for offshore use of wind energy in the Lower Saxony coast and regional planning assessments for the two offshore wind farms 'Borkum Riffgat' and 'Nordergründe' planned in the area;</li> <li>– LROP specifications regarding the fixing of priority areas for wind energy in Regional Spatial Planning Program (RRPP) and an indication of the minimum performance to be installed in the particularly wind rich areas of the region;</li> <li>– Line route designation for the expansion of the European power grid and connection to offshore wind plants;</li> <li>– Requirements for the repowering of wind turbines in LROP and RRPP;</li> <li>– For the forthcoming update of the LROP, specifications for controlling the widespread use of photovoltaic are planned.</li> </ul>
Saarland	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Reorganization or partial amendment of the State Development Plan (Landesentwicklungsplans - LEP)</li> <li>– Creation of a master plan <i>Neue Energien</i> (New Energy)</li> </ul>
Saxony	Adjustments in building regulations with regard to the requirements of simplification of approval procedures. Standardization/harmonization of the catalogue of approval-free construction projects in favour of renewable energy plants; review of further simplification of procedures.
Schleswig-Holstein	<p>Improvement of the environment for wind energy in state and regional development planning including reorganization of the State Development Plan (LEP) (extension of the designated areas for wind energy).</p> <p>Information, advice and networking (including the promotion of the competence centre wind energy <i>CEwind</i>, funding of the cluster management <i>windcomm</i>).</p> <p>Promotion of the wind energy research platform <i>Fino 3 Neptune</i> (North Sea platform for technology development and conservation)</p>

Source: National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)

- Technical specifications (Article 13(2) of Directive 2009/28/EC)
  - Quality standards for renewable energy technologies to benefit from support schemes
- Buildings (Article 13(3) of Directive 2009/28/EC)
  - Existing national and regional legislation and summary of local legislation concerning the increase of the share of energy from renewable sources in the





building sector (Law to promote renewable energy for heating purposes = Renewable Energies Heat Act – EEWärmeG; Regulation on energy-saving thermal insulation and energy saving systems in buildings = Energy Saving Ordinance – EnEV; Building Code; Baden-Württemberg = Renewable Heat Act – EwärmeG.)

- Revision of rules planned (EEWärmeG - fundamental revision of the law is expected no earlier than 2012; EnEV - revision is planned for 2012)

- Minimum levels for the use of renewable energy in new buildings. (In all new buildings the heat energy demand must be met proportionally by renewable energies: at least 15 % solar thermal energy; 30 % by biogas in CHP-use; or 50 % by liquid or solid biomass, heat pumps or geothermal energy.)

- Exemplary role of public buildings

- Information provision (Articles 14(1), 14(2) and 14(4) of Directive 2009/28/EC)
  - National or regional legislation (The Environmental Information Act of the Federal Government (Umweltinformationsgesetz – UIG) regulates public access to environmental information.)
  - Responsible body/ies for dissemination of information. (The federal ministries and the subordinate authorities are responsible for dissemination of information at national level. Energy agencies (public or partly private) exist in Berlin, North Rhine-Westphalia, Saarland and Baden-Württemberg. At municipal level, the responsibility lies with the local public administration.)
  - Summary of existing and planned activities (i.e. campaigns to the individual technologies, status reports with overviews of contact points and funding, pilot projects, demonstration projects, the creation of information centres, exemplary procurement measures in the public sector, the provision of relevant research findings and the development of guides, etc.)
- Certification of installers (Article 14(3) of Directive 2009/28/EC)
- Electricity infrastructure development (Article 16(1) and Article 16(3) to (6) of Directive 2009/28/EC)
  - Development of transmission and distribution grids integrating the targeted amount of renewable electricity. (The grid development is ensured by the operators and the costs of measures to optimise, enhance and expand the grids are borne also by the system operators.)
  - Role of intelligent grids, information technology tools and storage facilities.
  - Reinforcement of the interconnection capacity with neighbouring countries.
  - Priority connection rights for new installations producing electricity from RES. (In Germany, these installations are granted immediate and priority grid connection - absolute priority access.)
- Electricity grid operation (Article 16(2) and Article 16(7) and (8) of Directive 2009/28/EC)
  - Priority or guaranteed access (The transmission and distribution of electricity from renewable energy sources is guaranteed in Germany through regulations. The grid operator must buy electricity from renewable sources preferentially and without delay, transmit and distribute it.)



- Integration of renewables in the electricity market = electricity from renewable energy sources is fostered in Germany through a fixed feed-in tariff, which is regulated. (However, plant operators can sell the electricity produced monthly to third parties, via direct marketing. In this case the operator is subject to the same rights and obligations as every other electricity producer.)

- Biogas integration into the natural gas grid (Article 16(7) and Article 16(9) and (10) of Directive 2009/28/EC)
- District heating and cooling infrastructure development (Article 16(11) of Directive 2009/28/EC) - In order to achieve the objective of the EU Directive 2009/28/EC and allow for the efficient generation and transfer of renewable heat into the building sector, there is a need to build new heating and cooling network infrastructures, or expand and intensify existing ones. There exist a variety of promotion and incentive systems:
  - a) The Combined Heat and Power Act (KWKG) – There is a compensation payment for promotion of construction and development of heating networks. It may not exceed a total of EUR 5 million per project and EUR 150 million per calendar year.
  - b) The funding within the framework of the Market Incentive Program (MAP), specifically within the KfWprogram "Erneuerbare Energien" (Renewable Energy), section Premium. The redemption subsidy for local heating networks is EUR 1 million maximum funding amount for newly built or reinforced pipeline and EUR 1.5 million if heat is supplied into the heating network from purely deep geothermal plants. There are also fundable investment costs for building transfer stations. The redemption subsidy is 1800 euros per building transfer station.
- Biofuels and other bioliquids – sustainability criteria and verification of compliance (Articles 17 to 21 of Directive 2009/28/EC)

**Progress report pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany):**

The total consumption of energy from renewable sources in Germany rose from 15 124 ktoe to 27 326 ktoe (+81%) in the period from 2005 to 2012. While the electricity sector displayed the highest annual growth rate in the use of renewable energy (approx. 18%), the overall consumption of renewable energy grew by an average of about 12% per year between 2005 and 2012. The total share of renewables in the gross final consumption of energy in Germany in 2012 was 12.4%, slightly above the forecast value of 11.4% given in the National Renewable Energy Action Plan (NREAP), and quite above the targeted value of 8.2% given in the Directive 2009/28/EC as the first interim target (2011/12). Germany is thus well on the way to attaining its goals for the expansion of renewable energy to 18% share of the gross final consumption of energy by 2020.

A key goal of the energy transformation, along with the complete abandonment of nuclear power by the end of 2022, is the accelerated expansion of renewable energy. The proportion of renewable energy in electricity production should rise from 23.6% of total consumption in 2012 to at least 35%





in 2020. The German Government is aiming to reach at least 50% by 2030, 60% by 2040 and 80% by 2050.

Table 23) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources:

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	...	Targ ets 2020
Renewable energy – Heating and cooling <sup>9</sup> (%)	6.8	6.9	8.3	7.4	9.2	10.3	10.8	11.1		
Renewable energy – Electricity <sup>10</sup> (%)	10.5	11.8	13.6	15.1	17.4	18.1	20.9	23.6		
Renewable energy – Transport <sup>11</sup> (%)	3.7	6.4	7.4	6.0	5.5	6.0	5.9	6.9		10
Share of renewable energy, total Total <sup>12</sup> (%)	6.7	7.7	9.0	8.5	9.9	10.7	11.6	12.4		
of which via cooperation mechanisms <sup>13</sup> (%)							0	0		
Surplus for cooperation mechanisms <sup>14</sup> (%)							3.4	4.2		
For information: Overall share of renewable energy according to the indicative trajectory given in Directive 2009/28/EC							8.2	8.2		18.0
Overall share of renewable energy according to National Action Plan (NREAP)							10.8	11.4		19.6

Source: Progress report pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)

Measures taken in the preceding two years and/or planned at national level to promote the growth of energy from renewable sources taking into account the indicative trajectory for achieving the national RES targets as outlined in the NREAP:



Table 24) Overview of all key strategies and measures:

<i>Name and reference of the measure</i>	<i>Type of measure*</i>	<i>Expected result**</i>	<i>Target group and/or activity***</i>	<i>Existing or planned****</i>	<i>Start and end dates of the measure</i>	<i>Amendments to the NREAP</i>
<b>Renewable Energies European Law Adaptation Act (EAG EE)</b>	Regulatory	Transposition of Directive 2009/28/EG into national law	Public sector	Exists	24.02.2011 Bundestag resolution, approved by the Bundesrat on 18.03.2011	The EAG EE entails changes to the EEG, the EEWärmeG, the Energy Statistics Act [Energiesatzistikgesetz], the Federal Building Code [Baugesetzbuch], the Construction Statistics Act [Hochbaustatistikgesetz] and the Biomass Electricity Sustainability Regulation. Key elements of the EAG EE are the introduction of an electronic guarantee of origin register and the example to be set by public buildings.
<b>Renewable Energies Act [Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG]</b>	Regulatory	Increased share of renewable energy in electricity generation	Investors, private households	Exists	Start: April 2000 (as a successor to the Act on the Sale of Electricity to the Grid [Stromeinspeisungsgesetz] which has been in place since 1991); amendments in 2004, 2009, 2012 and 2014; the Act has no end-date	<p>1. Amendments via the FAG FF:</p> <p>Introduction of electronic register for guarantees of origin</p> <p>Timetable for connection to the grid etc.</p> <p>2. EEG status report from 2011</p> <p>3. EEG amendment of July 2011 (entry into force: 1 January 2012)</p> <p>Major changes</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction of the market premium model (to provide an incentive to feed in renewable energy at fairer prices)</li> <li>• Introduction of the flexibility premium (to provide an incentive to feed in energy from biomass at fair prices).</li> <li>• Adjustments to payment amounts</li> </ul> <p>4. 'PV amendment' of 23.8.2012 (entry into force back-dated to</p>



<b>KfW special programme for 'Offshore wind energy'</b>	Financial	To speed up the expansion of offshore wind energy	Project companies, investors	Exists	Start: June 2011; programme ends when the funding has been used up	<p>April 2012)</p> <p>Major changes</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Change of construction based payment degression to monthly intervals.</li> <li>• Restriction of funding for PV to a total expansion of 52 GW</li> </ul> <p>5. Management Premium Regulation [Managementprämienverordnung] of 2 November 2012 (applicable to electricity generated from 1 January 2013 onwards)</p> <p>Major changes</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduction of management premium from 2013</li> </ul> <p>Introduction of an additional incentive to equip systems for remote control</p> <p>6. EEG amendment 2014, planned entry into force 1 August 2014 (outside the report period)</p> <p>Support for the financing of max. 10 offshore wind farms</p> <p>Total volume: EUR 5 billion</p>
<b>Grid Expansion Acceleration Act [NABEG]</b>	Regulatory	To speed up the approval process for grid expansion (electricity) beyond the existing Energy Transmission Expansion Act [Energieleitungsbaugesetz]	Owners of very high voltage lines (expansion) and high voltage lines (construction)	Exists	in force since 5.8.2011, amended 20.12.2012	<p>- Introduction of a Federal Requirement Plan for extra high voltage lines crossing federal state or national borders, in which there is an overriding public interest, and new provisions for a planning approval procedure for such lines</p> <p>- Amendment: Addition of connection lines from offshore wind farm transformers to the network hubs on land; requirement to comply with the Federal Sectoral Plan for offshore wind</p>
<b>Energy Management Act [Energiewirtschaftsgesetz – EnWG]</b>	Regulatory	Implementation of EU Regulations under the third internal market package for energy, incl. unbundling	Energy supply undertaking [Energieversorgungsunternehmen]	Exists	Energy Management Act of 7 July 2005, amended 14.12.2012	<p>- Promotion of smart grids</p> <p>- Information on the origin and composition of electricity for end-consumers</p> <p>- Reporting requirement for network operators</p>





<b>Cogeneration Act [KWKG]</b>	Regulatory	Construction and modernisation of cogeneration plants and upgrading of conventional plants; construction of heating and cooling networks and stores	Power plant operators, energy suppliers, investors	Exists	Amendment to the KWKG (KWKG 2012), in force since 19.7.2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Increase in payment for all plants by 0.3 ct/kWh, with a further 0.3 ct/kWh for plants covered by emissions trading (from 2013).</li> <li>• Introduction of an additional payment band (50 kW to 250 kW at 4 ct/kWh)</li> <li>• Reduced eligibility requirements for plant modernisation projects</li> <li>• CHP upgrades to pure condensation plants</li> <li>• Resumption of funding for heating and cooling stores in cooling networks</li> <li>• Improved funding conditions for heating and cooling networks with small nominal ranges</li> <li>• Simplified procedures for heating networks and small cogeneration plants.</li> </ul>
<b>Renewable Energies Heat Act [Erneuerbare Energien Wärme-Gesetz — EEWärmeG]</b>	Regulatory	Increased share of renewable energy in heating and cooling supplies (priority: new buildings)	Building owners (private and public)	Exists	Start: Jan. 2009; first review 2012; first progress report end 2012	<p>Amendment via the EAG EE of 18.3.2011</p> <p>Progress report to be published end 2012</p>
<b>Regulations on the operation of an electronic guarantee of origin register</b>	Regulatory	Transposition of Directive 2009/23/EC	Electricity market	Exists	<p>Start:</p> <p>9.12.2011: Guarantee of Origin Regulation</p> <p>19.10.2012: Guarantee of Origin Implementing Regulation [Herkunftsnachweis-Durchführungsvorordnung]</p> <p>31.12.2012: Guarantee of Origin Fees Regulation [Herkunftsnachweis-Gebührenverordnung]</p>	Operationalising the specifications of Section 55 EEG in the form of non-statutory regulations
<b>Liability and compensation rules for offshore wind power</b>	Regulatory	Increased security of investment for investors	Investors	Exists	In force since 28.12.2012	Compensation rules in the case of delays to grid connection for offshore wind power plants
<b>Offshore network development plan</b>	Regulatory	Reliable planning for offshore wind energy	Investors, transmission system operators	Exists	Confirmed by the Federal Network Agency in January 2013.	Reliable planning for new connection lines to be installed in 'clusters'
<b>Market incentive programme</b>	Financial	Investment in renewable	Private households,	Exists	Guideline in existence since 1999; new	New guideline since 15.8.2012



(MAP)		energy in the heating sector	undertakings, municipalities, other investors such as associations, schools and churches		conditions since 15 August 2012	
KfW funding programmes	Financial	Energy efficiency measures and investments in renewable energy in buildings	Private households, investors, building owners, municipalities, social bodies	Exists	No end-date for measures	Some requirements have changed. Aligned with the EnEV 2009 from 1.7.2010. Removal of funding for KfW 130 (renovation) and KfW 85 (newbuild). New funding for 'Effizienzhaus 40'.
Notice of funding for research and development for climate-efficient optimisation of biomass use for energy production	Financial	Technologies, flexible plant concepts and products to generate electricity and heat from biomass and biogenic wastes and residues.	Investors, research, industry	Exists	In existence since 2008; republished 17.08.2011 (last submission date 22.11.2013)	Funding programme since 18.06.2008
Energy Saving Regulation [EnEV]	Regulatory	Compliance with minimum standards for the overall energy efficiency (non renewable portion of primary energy demand) of buildings and heating and cooling plants in the renovation and construction of residential and non-residential buildings	Building owners (private and public)	Existing, amendment planned	Had to be implemented by 9 July 2012 (time limit set in Directive 2010/31/EU). The amended Regulation will enter into force six months after promulgation, as allowed by the new version of the Directive	Tightening/adjustment of the EnEV 2009 in line with the new Buildings Directive
Federal Building Code	Regulatory	Amendments to the Federal Building Code are designed to support climate-friendly urban development in municipalities	Particularly municipalities responsible for overall planning approval	Exists, further amendment planned for 2013	Act to promote climate protection in urban and municipal development [Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes bei der Entwicklung in den Städten und Gemeinden] of 22 July 2011 (entered into force: 30 July 2011)	Significant changes are:  Climate protection clause, improved ways of presenting and approving plans for plants or areas with a bearing on climate protection, RE plants as possible extended objects of urban development contracts, greater flexibility in the use of





						biomass/biogas for energy production in outlying areas, preference for building-mounted solar energy installations in rural areas, support for energy saving measures on buildings under planning law, simplified planning rules for repowering
<b>Biofuel quota in the Federal Immission Control Act [BImSchG]</b>	Regulatory	Minimum share of biofuels in the total quantity of fuel brought into circulation; from 2015, minimum saving in greenhouse gases from road transport	Marketers of fuels	Exists	Start of 2007; switch from quantity based to minimum greenhouse gas savings quota from 2015; no end-date.	No changes to the NREAP
<b>Biomass Electricity Sustainability Regulation [Biomassestrom Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV]</b>	Regulatory	Implementation of the sustainability requirements for bioliquids under Directive 2009/28/EC	Operators of plants to generate electricity from liquid biomass under the EEG or those bound by referral from the EEWärmeG who meet their obligation to use liquid biomass;  Producers of liquid biomass	Exists	Mostly entered into force on 24.8.2009	Amendment via EAG EE Applicable since 1.1.2011 without restrictions
<b>Biofuel Sustainability Regulation [Biokraft-NachV]</b>	Regulatory	Implementation of the sustainability requirements for biofuels under Directive 2009/28/EC	Persons placing taxable petrol or diesel fuels in circulation commercially or as part of economic undertakings  Biofuel manufacturers	Exists	Mostly entered into force on 2.11.2009	Applicable since 1.1.2011 without restrictions



<b>Gas Network Access Regulation [GasNZV]</b>	Regulatory	Promotion of biogas fed into the natural gas network	Investors, operators of biogas plants	Exists, amended on 03.09.2010.	Entry into force 9.9.2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costs of network connection shared 25 % by the recipient, 75 % by the network operator</li> <li>- At least 96 % availability of the network connection to be guaranteed over time</li> <li>- Implementation roadmap pursuant to Section 33(7) GasNZV, specifying the time frame for connection to the network</li> </ul>
<b>Government electro-mobility programme</b>	Financial	Increased share of electro-mobility in road transport; strategy to promote research, development and market launch of electro-mobility	Investors, research, industry	Programme exists/concrete actions planned	Implementation of the notified measures started in 2011	Actions envisaged (examples): R&D programme Vocational training Raw materials, materials and recycling
<b>Strategic funding initiatives for energy storage</b>	Regulatory	Increased storage capacity for electricity and heat	Research, industrial partnerships	Exists	Entered into force 17 May 2011	Newly established funding programme in 2011 for electrical and thermal storage and general issues, e.g. environmental acceptability of stores.
<b>Winter Act for security of supply</b>	Regulatory	Maintaining sufficient generation capacity, particularly in winter months	Power plant operators	Exists	Entered into force 28 December 2012, time limited to end 2017	No change to the NREAP
<b>Reserve Power Plant Regulation [Reservkraftwerksverordnung]</b>	Regulatory	Systematic review of system security and call for tenders for reserve capacity if necessary	Transmission system operators, Federal Network Agency	Exists	Entered into force 28 June 2013, time-limited to the end of 2017	No change to the NREAP
<b>Regulation on Agreements on Interruptible Loads</b>	Regulatory	Increased system flexibility by the use of flexible industrial loads determined by tender	Network operators, industry	Exists	Entered into force 29 December 2012; first calls for tenders on 24 and 25 June 2013; time limited to 1 January 2016	No change to the NREAP
<b>System Stability Regulation</b>	Regulatory	Solution to the '50.2 Hz problem'	Distribution network	Exists	Entered into force 26 July 2012	No change to the NREAP



		(simultaneous disconnection of PV installations)	operators			
<i>Act amending the Act to establish a special Energy and Climate Fund [Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens 'Energie- und Klimafonds' – EKFG-ÄndG]</i>	Financial	Funding of measures  Energy efficiency, renewable energy, Energy storage and network technologies, energy-related building renovation, national climate protection, international climate and environmental protection, development of electro-mobility	Programme owners and those eligible to apply.	Exists	Entered into force 1 January 2011  Amendment entered into force 29 July 2011  Draft 2nd EKFG Amendment Act of 28 May 2014	Other measures: Further funding available for the development of electro-mobility.  Grants for energy-intensive undertakings from 2013 to compensate for electricity price increases caused by emissions trading.  E.g. Financing of the CO <sub>2</sub> building renovation programme and MAP.

\* Indicate if the measure is (predominantly) regulatory, financial or soft (i.e. information campaign).

\*\* Is the expected result behavioural change, installed capacity (MW; t/year), energy generated (ktoe)?

\*\*\* What is the target group: investors, end-users, public administration, planning offices, architects, installers etc.? Or what is the target activity/sector: biofuel production, energy production from animal manure etc.?

\*\*\*\* Does this measure replace or complement measures contained in Table 5 of the NREAP?

Source: Progress report pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany)

Federal state and municipal schemes: Apart from the provisions enacted by the German Government, there are model projects by the federal states and municipalities. They are too numerous to be presented in updated form in the progress report. However, these regional measures continue to play a major role in attaining the national targets in the field of renewable energy.

### **Support schemes to promote the use of energy from renewable resources:**

Measures to promote the use of energy from renewable sources in the **electricity** sector:

- Legislation:
  - 1) Legal basis for the use of renewable energies for electricity generation in Germany is the Renewable Energy Sources Act (EEG) from April 2000 + Act Revising the Renewable Energies





Legislation in the Electricity Sector from August 2004 + Act Revising the Renewable Energies Legislation in the Electricity Sector and Amendment of Related Regulations from January 2009 + Amendment of the EEG from January 2012 = the currently valid legal basis.

2) Grid Expansion Acceleration Act (NABEG) and Energy Management Act (EnWG):

- Federal Sectoral Planning and Federal Network Plan
- Financial compensation mechanisms, greater participation and transparency. (There is a possible financial compensation mechanism for disadvantages suffered by municipalities erecting transmission lines in the public interest.)
- Network development for offshore wind energy
- Compensation and liability provisions for offshore wind. (The costs of compensation for delays for which they are not responsible can be passed on by the TSOs by way of a levy to consumers (up to 0.25 ct/KWh), minus an excess amount.)
- Funding for cross-border power lines
- Reduced bureaucracy by reducing the load on the planning authorities
- Simplified authorisation procedure

3) System Services Regulation (SDLWindV): better technical grid integration of wind energy plants.

4) Low Voltage Directive and System Stability Regulation ('50.2 Hz problem')

5) Regulation on Agreements on Interruptible Loads

- **Financial support:**

1) Feed-in tariffs

- Sector-specific tariffs are set for electricity from renewable energies fed into the public supply grid. The amount of compensation follows the principle of cost-covering compensation and is based on the specific electricity production costs of the specific sectors. The plant operator receives the feed-in tariff from the grid operator, whose network he supplies. Through a nationwide allocation scheme, compensation payments are distributed equally to all operators and passed on to electricity customers. From government side, payment of the feed-in tariffs is not budget-relevant.

- The amendment to the Renewable Energies Act (EEG) from January 2012 introduced an optional market premium in addition to the existing option of direct marketing. All EEG plant operators (of both new and existing plants) have the option of claiming the market premium instead of the fixed payment. The market premium is the difference between the plant-specific EEG payment and the monthly ex-post calculation of the average exchange price. New amendment from June 2014 further advance the integration of renewable energy into the electricity market by making direct marketing compulsory for all new plants (introduction in two stages: from August 2014, compulsory direct marketing for plants from 500 kW upwards; from January 2016, from 100 kW upwards).

Table 25) Payment for electricity generation from renewable sources (January 2013):

Hydropower plants according to Section 23 EEG 2012	
Plant capacity	Payment rates as at 1.1.2013
up to 500 kW	12.57 ct/kWh
up to 2 MW	8.22 ct/kWh
up to 5 MW	6.24 ct/kWh
up to 10 MW	5.45 ct/kWh
up to 20 MW	5.25 ct/kWh
up to 50 MW	4.16 ct/kWh
from 50 MW	3.37 ct/kWh
Depression: 1 % per year	
Payment period: 20 years plus start-up year	

Wind energy plants (Sections 29, 30 EEG 2012)	
	Payment rates as at 1.1.2013
Basic payment	0.99 ct/kWh
Increased initial payment <sup>1)</sup>	0.99 ct/kWh
Small wind plants up to 50 kW <sup>2)</sup>	0.99 ct/kWh

<sup>1)</sup> The increased initial payment is granted for five years. Under Section 29(2), it is extended by two months for every 0.75 % of the reference amount by which the revenue from the plant falls short of 150 % of the reference amount.

<sup>2)</sup> For small wind energy plants up to and including 50 kW, the reference revenue calculation in Section 29(3) does not apply. For these plants a reference revenue of 60 % is assumed. They then receive the increased initial payment for the whole payment period.

Bonuses for onshore wind energy plants	
System service bonus	Payment level as at 1.1.2013
The system service bonus is paid for new plants according to Section 29(2) for the period of the increased initial payment, provided that the plants are commissioned before 31.1.2015. The requirements of Section 6(5) EEG must be shown to be satisfied.	0.47 ct/kWh
Repowering bonus	Payment level as at 1.1.2013
The repowering bonus pursuant to Section 30 for replacing existing wind energy plants at the same or neighbouring locations is granted for the period of the increased initial payment, provided that the plants being replaced were commissioned before 1.1.2002.	0.49 ct/kWh
Depression: 1.5 % per year on payment and bonuses	
Payment period: 20 years plus start-up year	



**Offshore wind energy plants according to Section 31 EEG 2012**

**Payment rates as at 1.1.2013**

<b>Basic payment</b>	3.50 ct/kWh
<b>Increased initial payment <sup>1)</sup></b>	15.00 ct/kWh
<b>Increased initial payment in the compression model <sup>2)</sup></b>	19.00 ct/kWh

<sup>1)</sup> The increased initial payment is granted for the first 12 months after commissioning of the plant. It is extended for 0.5 months for every full nautical mile over 12 nautical miles and by 1.7 months for every full metre by which the depth of water exceeds 20 metres.

<sup>2)</sup> In the case of the compression model, the same payment is made in the extension period resulting from the distance from shore and the depth of water as in the 'normal' payment option (Section 31(3) second sentence).

**Degression: 7 % per year on payment, starting with 2018**

**Payment period: 20 years plus start-up year**

**Photovoltaic installations (Sections 32, 33 EEG 2012)**

**Installations in and on buildings**

Portion of output	Eligible portion of the revenue from electricity	Payment level up to 1.1.2013 (1.7.2013)
up to 10 kW <sub>el</sub>	100 %	17.02 ct/kWh (15.07 ct/kWh)
up to 40 kW <sub>el</sub>	90 %	16.14 ct/kWh (14.30 ct/kWh)
up to 1 kW <sub>el</sub>	90 %	14.40 ct/kWh (12.75 ct/kWh)
up to 10 MW <sub>el</sub>	100 %	11.78 ct/kWh (10.44 ct/kWh)

**Ground-mounted installations**

Portion of output	Eligible portion of the revenue from electricity	Payment level up to 1.1.2013 (1.7.2013)
up to 10 MW <sub>el</sub>	100 %	11.78 ct/kWh (10.44 ct/kWh)

**Degression: monthly depending on expansion; basic degression 1 % per month**

**Payment period: 20 years plus start-up year**





<b>Biomass plants according to Sections 27, 27a, 27b EEG 2012</b>	
<b>Basic payment</b>	
<b>Portion of output</b>	<b>Payment level as at 1.1.2013</b>
up to 150 kW <sub>el</sub>	14.01 ct/kWh
up to 500 kW <sub>el</sub>	12.05 ct/kWh
up to 750 kW <sub>el</sub>	10.78 ct/kWh
up to 5 MW <sub>el</sub>	10.78 ct/kWh
up to 20 MW <sub>el</sub>	5.88 ct/kWh
<b>Fuel payment class I <sup>1)</sup></b>	
<b>Portion of output</b>	<b>Payment level as at 1.1.2013</b>
up to 150 kW <sub>el</sub>	6.00 ct/kWh
up to 500 kW <sub>el</sub>	6.00 ct/kWh
up to 750 kW <sub>el</sub>	5.00 ct/kWh
up to 5 MW <sub>el</sub>	4.00 ct/kWh
up to 20 MW <sub>el</sub>	-
<sup>1)</sup> Over 500 kW up to 5 000 kW, only 2.5 ct/kWh for electricity from bark and forestry waste.	
<b>Fuel payment class II <sup>2)</sup></b>	
<b>Portion of output</b>	<b>Payment level as at 1.1.2013</b>
up to 150 kW <sub>el</sub>	8.00 ct/kWh
up to 500 kW <sub>el</sub>	8.00 ct/kWh
up to 750 kW <sub>el</sub>	6.00/8.00 <sup>3)</sup> ct/kWh
up to 5 MW <sub>el</sub>	6.00/8.00 <sup>3)</sup> ct/kWh
up to 20 MW <sub>el</sub>	-

Source: Progress report pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (Federal Republic of Germany).

The electricity from renewable energy supported through the EEG by fixed feed-in prices and market premiums is marketed on the energy exchange by the TSOs or directly by the producers. The difference between the marketing proceeds on the one hand and the payments and market premiums on the other is passed on in the form of the EEG levy in such a way that each supply company bears the same costs per kilowatt-hour of electricity supplied to end-consumers. Whether electricity supply companies pass the costs on the final consumers and, if so, in what amount, is not a matter for the EEG but is subject to the individual contracts concluded under private law, which generally involve passing the costs on to the end-consumers.





2) Low-interest loans through the KfW's funding programs (the program Renewable Energy - section Standard). (Also see below – heating and cooling sector.) The low-interest loans can be used for investment in installations for electricity production, cogeneration plants and for small heat production. In the field of electricity generation from renewable energy sources, these are mainly electricity from solar energy (photovoltaic), solid biomass until 5 MW thermal input, biogas, wind power, hydropower, geothermal energy and one or more kinds of renewable energies with energy storages or load management (collaborative projects). It funds the construction, acquisition or development of such installations. Not funded is the purchase of used installations.

(\*KfW-Bankengruppe = KfW Banking Group [formerly Reconstruction Loan Corporation].)

Measures to promote the use of energy from renewable sources in the heating and cooling sector:

- Federal measures directly connected to the increase of renewable energies in the heating/cooling sector:

1) EEWärmeG = Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (Renewable Energies Heat Act) - financial support for the use of renewable energies for heat generation is set down with up to 500 million euros per year from 2009 to 2012.

2) MAP = Marktanreizprogramm (Market Incentive Program) - investment subsidies for renewable energy technologies in the heating sector. The Market Incentive Programme (MAP) has been a key instrument used by the German Government to promote the use of renewable energy in the heating sector for over a decade. In 2012, a total of EUR 301 million was spent under the MAP, triggering investments worth EUR 1.33 billion. Specifically, investment grants amounting to EUR 144 million were made under the MAP in 2012 for 75 000 renewable energy heating plants, mainly to private individuals in single and two-family houses. Redemption grants totalling EUR 131 million were also made to enable low-interest loans for large plants and heat networks and stores to be paid off early, mainly to industrial and municipal investors, and further expenditure of EUR 26 million was also granted. The MAP is continuously adapted as and when necessary to reflect the state of the technology and changes in the market. (The MAP's financial resources, including the KfW-program Renewable Energy Premium, is set down in the corresponding federal budget.)

3) KfW Programme Renewable Energy = funding programs of the KfW banking group for the development of renewable energies; long-term low-interest funding of measures.

a) Program Section Premium – it is part of the market incentive program; small and medium enterprises are supported; supports mainly larger plants for the use of renewable energies in the heating market.

b) Program Section Standard - promotes the use of renewable energy to generate electricity, or electricity and heat, in combined heat and power (CHP).



- Additional measures
  - KfW funding programs for energy-efficient construction and renovation = CO2 building renovation program: a) Energieeffizient Bauen (Energy efficient Construction); b) Energieeffizient Sanieren (Energy Efficient Renovation); c) Energieeffizient Sanieren – Kommunen (Energy-efficient Renovation – Local Authorities); d) Sozial Investieren-Energetische Gebäudesanierung (Social Investment- Building Refurbishment).
  - Energy Saving Ordinance (EnEV): mandatory minimum requirements and rules for calculating primary energy needs and thermal insulation of buildings.
  - Heat-and-power Cogeneration Act (KWKG): a key component in increasing the contribution of electricity from CHP-plants (even if not exclusively from renewable energies) and the promotion of construction and development of heating networks. The construction and expansion of heat networks is funded with an investment grant. The expansion of cogeneration is supported with funding totalling up to EUR 750 million per year. The compensation payment for newly installed heating pipes may not exceed a total of EUR 5 million per project, and the sum of the premium payments for heat supply grids must not exceed EUR 150 million per calendar year.
  - Energy Tax Act (EnergieStG) = tax relief for energy products used for combined heat and power production; tax exemption for biogas which is combusted immediately after or is used in a CHP-plant; also synthetic hydrocarbons or synthetic hydrocarbon mixtures ('biomass-to-liquid', or BtL fuels) can be made completely tax-exempt until the end of 2015.
  - BMU Environmental Innovation Program = to finance projects with innovative character on an industrial scale.



## **SPAIN:**

### **Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011-2020 - Ministerio de Industria, Turismo y Comercio and Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) - 30 June 2010:**

In Spain, the target set by the Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources means that renewable sources must account for at least 20% of final energy consumption by 2020 - the same as the EU average - together with a contribution of 10% from renewable sources in the field of transport by that year. The National Action Plan then foresees that it's possible to overcome the established target and reach 22.7% of RES in 2020.

Table 26) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (figures transcribed from Annex I, Part A to Directive 2009/28/EC):

A) Share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 ( $S_{2005}$ ) (%)	8.7%
B) Target of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2020 ( $S_{2020}$ ) (%)	20%
C) Expected total adjusted energy consumption in 2020 (from Table 1, last cell) (ktoe)	97,041
D) Expected amount of energy from renewable sources corresponding to the 2020 target (calculated as $B \times C$ ) (ktoe)	19,408

Source: Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011-2020.



Table 27) Spain's 2020 target and estimated trajectory of energy from renewable sources (RES) in heating and cooling, electricity and transport:

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Renewable Energy Sources - Heating & Cooling (15) (%)	8.8%	11.3%	11.7%	12.0%	12.5%	13.2%	14.0%	14.9%	15.9%	17.0%	18.1%	18.9%
Renewable Energy Sources - Electricity (16) (%)	18.4%	28.8%	29.8%	31.2%	31.9%	32.9%	33.8%	34.3%	35.7%	36.9%	38.2%	40.0%
Renewable Energy Sources - Transport (17) (%)	1.1%	6.0%	6.1%	6.5%	6.5%	8.2%	9.3%	10.4%	11.1%	12.0%	12.7%	13.6%
Overall Renewable Energy Source share (18) (%)	8.3%	13.6%	14.2%	14.8%	15.4%	16.5%	17.4%	18.3%	19.4%	20.4%	21.5%	22.7%
Of which from cooperation mechanism (19) (%)			0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%		0.0%
Surplus for cooperation mechanism (20) (%)			3.2%	3.9%	3.3%	4.4%	3.6%	4.5%	3.3%	4.3%		2.7%
As Part B of Annex I to the Directive			2011-2012		2013-2014		2015-2016		2017-2018			2020
			$S_{2005} + 0.20 (S_{2020} - S_{2005})$		$S_{2005} + 0.30 (S_{2020} - S_{2005})$		$S_{2005} + 0.45 (S_{2020} - S_{2005})$		$S_{2005} + 0.65 (S_{2020} - S_{2005})$			$S_{2020}$
RES minimum trajectory (21) (%)			10.96%		12.09%		13.79%		16.05%			20.00%
RES minimum trajectory (ktoe) [2-year arithmetical average, except in 2020]			10,164		11,350		13,073		15,372			19,408

Source: Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011-2020.

**Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC - Spain (2011 and 2012); 27 December 2013:**

Spain's National Action Plan included a target percentage of 14.2% of renewable energy in gross final energy consumption for 2011 and 14.8% for 2012. But the percentage of RES mentioned in the Progress Report for 2011 is only 13.2% and for 2012 it's only 14.3%. It means that Spain is behind its target. (But later data published in Eurostat display that in 2013 the NREAP target is met, with 15.4% of RES in gross final energy consumption.) [Compare tables 27 and 28.]

Table 28) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources in 2011 and 2012:

	2011	2012
Renewable energy shares in heating and cooling [RES-H&C <sup>2</sup> (%)]	13.6%	14.0%
Renewable energy shares in electricity [RES-E <sup>3</sup> (%)]	31.6%	33.5%
Renewable energy shares in transport [RES-T <sup>4</sup> (%)]	0.4%	0.4%
Overall renewable energy share <sup>5</sup> [RES (%)]	13.2%	14.3%
Of which from cooperation mechanism <sup>6</sup> (%)		
Surplus for cooperation mechanism <sup>7</sup> (%)		

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC - Spain (2011 and 2012).



Table 29) Overview of policies and measures taken in 2011–2012 and/or planned at national level to promote the growth of energy from renewable sources taking into account the indicative trajectory for achieving the national RES targets as outlined in the NREAP:

a) General measures:

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Preparing templates for municipal ordinances for the introduction of renewable energies.	Soft	Promoting the use of renewable energies in buildings at a local level, in urban or semi-urban environments. Reducing administrative barriers and standardising regulations	City councils and local authorities	Existing	2011 – 2015
2. Planning electrical and gas infrastructures (2015 – 2020)	Regulatory	Key areas: ensuring that demand is supplied, maintaining the system's economic sustainability; maintaining and improving the electricity system through rational structuring of the grids, allowing for the implementation of different supply-related activities; contributing towards the integration of new energy production from renewable sources	Operation of the electricity system and investments in energy projects	Being prepared	2015 – 2020
3. Establishing a certification and qualification system for low-power wind installers.	Regulatory	Certification and qualification system for low-power wind energy installers using renewable energies, transposing the provisions of Articles 14.3 and 14.4 of Directive 2009/28/EC. Increasing the quality of facilities	-	Existing	2011 - 2015
Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
4. Establishing a certification and qualification system for solar energy installers	Regulatory	Certification and qualification system for solar thermal and photovoltaic energy installers using renewable energies, transposing the provisions of Articles 14.3 and 14.4 of Directive 2009/28/EC. Increasing the quality of facilities	-	Existing	2011
5. Establishing a certification and qualification system for geothermal energy installers	Regulatory	Certification and qualification system for installers using renewable energies for all technologies, transposing the provisions of Articles 14.3 and 14.4 of Directive 2009/28/EC. Increasing the quality of facilities	-	Existing	2012 – 2013
6. Transition agreements between the IDAE and Autonomous Communities and Cities to support investment in renewable facilities	Financial	Aid for renewable energies that do not receive aid through the system of premiums and tariffs	Network-isolated thermal solar, thermal biomass, photovoltaic and wind energy, biogas, geothermal, mixed facilities	Completed	2011
7. Solar radiation atlas	Soft	Detailed and proven knowledge of global, direct and diffuse radiation data will be a tool allowing for and facilitating the correct determination of the resources available for any geographical location and will allow us to improve the operational and commercial experience of the sector as a whole and of the growing sector linked to the sale of thermal energy in particular, eliminating part of the current uncertainty on account of a lack of unique reference sources	Sectors: thermal solar, photovoltaic solar, thermoelectric solar. Applicable to public administrations, energy service companies (ESC), developers, engineering works, facilities and users	Existing	2012





**b) Electricity sector measures:**

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Further development of international interconnections.	Soft	Increasing security of supply, facilitating the integration of greater non-manageable renewable electricity production and changing Spain's current status as an energy island	Electricity system operator, operators and owners of electricity generation facilities	Under way	2012 – 2020
2. Specific regulatory treatment for connection to the grid and authorisation of low-power renewable facilities (Royal Decree 1699/2011 of 18 November)	Regulatory	Reducing administrative barriers to low-power renewable electricity facilities, allowing for their deployment and promoting distributed generation	Developers and end users	Existing	2011
3. Establishing a mechanism to allow for the generation of electricity for internal use, especially energy produced from renewable sources	Regulatory	Promoting electricity generation for internal use from renewable sources and flattening of the demand curve. Developing a distributed generation electricity system.	Facilities, developers, energy producers subject to special regimes and consumers	Existing	2012 – 2020
4. Technical requirements for electricity generation facilities using renewable sources by modifying the Operating Procedure PO 12.2	Regulatory	Once this operating procedure has been approved, the new facilities will provide the electricity system with more features, benefits and important services to guarantee safer operation and, therefore, the envisaged integration of renewable generation may be implemented under better security conditions	Electricity system operator, owners of production facilities connected to the grid	Existing	2011 – 2014
5. Improving monitoring by the Special Regime Control Centre (SRCC)	Soft	Maximising electricity production under the special regime while maintaining the security of the electricity system	Electricity system operator and operators of electricity generation facilities	Existing	2011 – 2020
Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
6. Developing the electricity demand and smart grid management systems as a whole	Regulatory	Flattening the demand curve by moving consumption from peak periods to off-peak periods, which will result in a reduction in structural expenditure required to cover peak demand; reducing the risk of having to dump renewable energies at off-peak times, mostly wind energy, thus favouring its integration; greater efficiency for the system as a whole; and active participation of demand in the operation of the electricity system	Electricity system operator, end users	Existing	2011 – 2020
7. Simplification of the administrative proceedings of renewable electricity facilities	Regulatory	Managing to rationalise and speed up administrative proceedings pursuant to Directive 2009/28 and Law 2/2011 on a Sustainable Economy	Renewable energy sector	Existing	2011 - 2015

**c) Thermal renewable measures:**

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. BIOMCASA, GEOCASA and SOLCASA programmes	Financial	These programmes establish a system for funding projects put forward by the ESCs[1] which, as well as promoting these companies, promote a high-quality offer adapted to the needs of the users of hot water and air conditioning in buildings, using thermal solar, geothermal or biomass energy	Energy service companies (ESCs), associations of owners and other building owners.	Existing	2009 -





Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
2. Updating and adapting energy rating programmes and simplified methods for the use of geothermal energy in buildings and homes. Recognised document "Technical guide to designing systems for closed-circuit geothermal exchange"	Regulatory	Increasing the share of renewable energies in the supply of energy consumption in buildings. Greater flexibility when carrying out proceedings to register renewable thermal facilities within buildings. Improving the quality of facilities.	Housing developers, builders, architects, renewable energy facilities and ESCs	Existing	2011 – 2012
3. Integration of renewable energies into public buildings	Soft	Achieving the integration of renewable energies into public buildings	Public administrations	Existing	2012 – 2020
4. LTI (Large Thermal Installations) programme: Funding companies with Large Thermal Installations using energy from renewable sources within the building	Financing	Promoting the implementation in buildings of large thermal energy facilities that use renewable energies – biomass, thermal solar and geothermal energy). This new incentive line is aimed at projects that, on account of their size and complexity, are outside the limits established in the BIOMCASA, SOLCASA AND GEOCASA programmes, establishing a system of funding large facilities in these sectors via ESCs.	ESCs, Construction sector	Existing	2011 -

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
5. Inclusion of biomass in heating and cooling networks within energy certification systems in buildings	Regulatory	Although there are no specific quantitative objectives for this proposal, the aim is to bring about a change of behaviour of the local administrations, town planners, architects and housing developers so that they consider renewable energy options within their corresponding town planning work and housing developments	Public administrations, town planners, architects, developers	Existing	2011 – 2012
6. Technical and economic viability study and study of solar thermal potential in order to incorporate this into the district grids.	Regulatory	Although there are no specific quantitative objectives for this proposal, the aim is to bring about a change of behaviour of the local administrations, town planners, architects and housing developers so that they consider renewable energy options within their corresponding town planning work and housing developments	Public administrations, town planners, architects, developers	Existing	2011 - 2012

**d) Transport sector measures:**

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Law 2/2011 of 4 March on sustainable economy. Transposes the energy objectives of the renewable energy directive, including 10% renewable energies in the transport sector	Regulatory	Promoting the use of renewable energies in the transport sector.	Biofuels sector and renewable electricity sector in terms of transport	Existing	2011 – 2020
2. Royal Decree 459/2011 of 1 April establishing compulsory biofuel objectives for 2011, 2012 and 2013.	Regulatory	Greater use of biofuels.	Oil product operators and distributors.	Completed. Repealed in Article 41 of Law 11/2013 of 26 July, which reduced the obligation to use biofuels.	2011 – 2012



3. Royal Decree 1597/2011 of 4 November, governing the sustainability criteria for biofuels and bioliquids, the National Sustainability Verification System and the double value of some biofuels for calculation purposes	Regulatory	Making progress in the control of the sustainability of biofuels and bioliquids produced and consumed in Spain	The entire value chain of the biofuel and bioliquid sector.	Existing, delayed entry into effect by Law 11/2013 of 26 July.	2011 – 2020
4. Order IET/822/2012 of 20 April, governing the allocation of amounts of biofuel production in order to calculate compliance with compulsory biofuel objectives.	Regulatory	A mechanism that allows for a harmonious development on the Spanish market of biofuel production and consumption capacity variables in order to increase energy independence and supply security.	Hydrocarbon sector	Planned, pending publication of the definitive list of plants with a production quota allocation.	2012 – 2016

e) Specific measures in the solar sector:

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Proposals to promote professionalisation of the sector	Information/ Training	Improving the quality of the entire facility. A change of attitude towards solar energy.	Installers, developers and end users.	Existing	2011 – 2020
Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
2. Drawing up the CHEQ4 programme to validate the minimum solar contribution of the TBC	Soft	Facilitating the application, compliance and evaluation of the HE4 section included in the Technical Buildings Code (TBC). Validating the minimum solar contribution.	Housing developers, builders, architects, solar energy installers	Completed	2011
3. Recognised RITE document [Regulations on thermal installations in buildings] "Solar thermal energy guide" (ASIT – Thermal Industry Solar Association)	Soft	Promoting good practice at solar energy facilities	Housing developers, builders, architects, solar energy installers	Completed	2011
4. Training courses for energy certification trainers at existing buildings, incorporating good practice for solar energy	Training	Training a team of experts within the regional governments and among industry professionals in order to disseminate solar energy good practice among construction professionals when carrying out energy certifications at existing buildings.	Autonomous Communities, Professional Associations	Completed	2012 – 2013
5. Training courses for energy certification of existing buildings that incorporate solar energy good practice	Training	Favouring the integration of renewable energies and, in particular, solar energy into existing buildings, as a measure to improve the energy rating of the buildings	Certifying technicians (architects, engineers, etc.)	Existing	2012 - 2014

f) Specific measures in the wind sector:

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Guidelines to ensure the quality of low-power wind equipment	Regulatory	Simplifying the process for approving and certifying equipment	General State Administration, regional and local authorities, equipment manufacturers, end users	Existing	2011 – 2015





g) Specific measures in the biomass, biogas and waste sectors:

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Creation of a legal framework to allow for the injection of biomethane into natural gas networks	Regulatory	Facilitating more efficient use of biogas	Public administration, biogas sector	Existing	2011 – 2020
2. Developing the regulation and standardisation of biomass fuels	Regulatory	Standardising the different types of biomass for domestic use, including specific rules and standards for pellets, etc.	Public administration, AENOR [Spanish Association for Standardisation and Certification]	Existing	2000 - 2020

h) Specific measures in the biofuel sector:

Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
1. Design and implementation of a sustainability control scheme for biofuels and bioliquids	Regulatory	The implementation of this system aims to make progress in sustainability control of biofuels and bioliquids produced and consumed in Spain in accordance with European legislative requirements.	The entire biofuel value chain	Existing (approved by RD 1597/2011 of 4 November)	2011 – 2020
2. Preparing and implementing a biofuel quality assurance system	Regulatory	Ensuring quality control of biofuel production processes, thus increasing confidence in the use of biofuels by all industry agents.	Biofuel sector	Existing	2011 – 2014
Name and reference of the measure	Type of measure*	Expected result**	Targeted group and or activity***	Existing or planned****	Start and end dates of the measure
3. Harmonious development of the Spanish biofuel market	Regulatory	Depending on the results of this analysis, there are plans to develop a mechanism to allow the Spanish market a harmonious development of biofuel production and consumption capacity variables. This will help increase energy independence and supply security.	Hydrocarbon sector	Existing (approved by Order IET/822/2012 of 20 April)	2011 – 2011

Source: Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC - Spain (2011 and 2012).

According to Spanish law, regarding the instruments provided for the regulation of the planning of renewable energies in Spain, there are two different levels:

a) Planning at national level, binding on the Central Government, only for the global objectives linked to commitments acquired as a member of the European Union but indicative for the purpose of implementation in each Autonomous Community.

b) Planning at regional level, which includes the detail necessary for the development of renewable energies in line with the specific energy and environmental criteria of each Autonomous Community. Within the scope of their competences, regional governments generally set up different legislative frameworks to regulate the procedures, including environmental requirements, needed for the approval of renewable energy projects. (Regional governments are responsible for granting administrative authorisation for new renewable energy installations when installed capacity is below



50 MW and does not affect more than one Autonomous Community.) Regional governments likewise have regional plans with specific targets regarding the use of these resources.

**Support schemes to promote the use of energy from renewable resources applied by Spain (national level):**

**1) Electricity:**

Up until 2012, the legal and economic framework governing the generation of electricity from renewable sources in Spain has been based on a system of regulated premiums and tariffs.

Electricity generation using renewable energies was considered Special Regime production in the terms laid down in the Electricity Sector Act, Law 54/1997. This Special Regime was based on system of direct support for production and provided for higher remuneration than under the Ordinary Regime through a regulated tariff scheme and specific premiums which were justified on the basis of environmental and supply diversification and security benefits.

Now the system has changed. By the Royal Decree-Law 2/2013 of 1 February 2013 "of urgent measures in the electric system and the financial sector" the premiums were abolished (for all renewable energy production methods, with the exception of the solar thermal energy), giving to the producers of renewable electricity 2 options – to cede the electricity to the system in exchange of a regulated tariff, or to sell the electricity directly in the market, without perceiving any additional benefit. To ensure this, subsequently the Ministerial order IET/221/2013 of 14 February "establishing access tariffs from January 1, 2013 and tariffs and premiums for special regime facilities" disposed in the Annex III that the value of the regulated prime for the group B - renewable energy installations – is to be 0 c€/kWh. Consequently, the option to perceive any benefit from a support scheme is then based on the regulated tariff. The table below shows the value of the regulated tariffs and the primes established by the IET/221/2013 Order:

Table 30) Regulated tariffs and primes for the group B installations (applicable from 1.1.2013):

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8606	0
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3218	0
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4926	0
	b.1.2		primeros 25 años	29,8873	0
			a partir de entonces	23,9097	0
	b.2.1		primeros 20 años	8,1247	0
b.2			a partir de entonces	6,7902	0
	b.2.2*			14,8515	0
b.3			primeros 20 años	7,6446	0
			a partir de entonces	7,2229	0
b.4			primeros 25 años	8,6541	0
			a partir de entonces	7,7887	0
b.5			primeros 25 años	**	0
			a partir de entonces	***	0
b.6	b.6.1	P≤2 MW	primeros 15 años	17,6290	0
			a partir de entonces	13,0845	0
		2 MW < P	primeros 15 años	16,2643	0
			a partir de entonces	13,6992	0
	b.6.2	P≤2 MW	primeros 15 años	13,9476	0
			a partir de entonces	9,4034	0
		2 MW < P	primeros 15 años	11,9317	0
			a partir de entonces	8,9494	0
	b.6.3	P≤2 MW	primeros 15 años	13,9476	0
			a partir de entonces	9,4034	0
		2 MW < P	primeros 15 años	13,1248	0
			a partir de entonces	8,9494	0
b.7	b.7.1		primeros 15 años	8,8672	0
			a partir de entonces	7,2229	0
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	14,5001	0
			a partir de entonces	7,2229	0
		500 kW < P	primeros 15 años	10,7401	0
			a partir de entonces	7,2229	0
	b.7.3		primeros 15 años	5,9470	0
			a partir de entonces	5,9470	0



Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
b.8	b.8.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	13,9476	0
			a partir de entonces	9,4034	0
		2 MW < P	primeros 15 años	11,9317	0
			a partir de entonces	8,9494	0
	b.8.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	10,2962	0
			a partir de entonces	7,2229	0
		2 MW < P	primeros 15 años	7,2207	0
			a partir de entonces	7,2207	0
	b.8.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	10,2962	0
			a partir de entonces	7,2229	0
		2 MW < P	primeros 15 años	8,8760	0
			a partir de entonces	7,2207	0

Source: Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

[Group B installations according to the Royal Decree 661/2007 of 25 May, article 2 - "installations using as primary energy any of the non-consumable renewable energy, biomass, or any type of biofuel": b.1 group = solar energy; b.2 = wind energy; b.3 = geothermal, waves, tides, hot and dry rocks, ocean and the energy of ocean currents; b.4 = hydroelectric power plants with installed capacity not exceeding 10 MW; b.5 = hydroelectric power plants with installed capacity exceeding 10 MW but not exceeding 50 MW; b.6 – b.8 = biomass.]

Subsequently, by the Royal Decree-Law 9/2013 of 12 July "on urgent measures taken to guarantee the financial stability of the electrical system" a new concept of a "reasonable return" has been adopted. The aim is to ensure for existing and future renewable facilities a payment that covers the investment costs that an "efficient and well-managed company" will not be able to recover from the market. This new figure of the "reasonable return" is meant to replace the abovementioned schemes.

After that, the Law 24/2013, of December 26, "on the Electricity Sector" doesn't any longer differentiate between the production under the Ordinary Regime and the Special Regime and places all the production types together under the same rules, but maintaining the "specific retributive regime" in terms of the "reasonable return" for the renewables. The reasonable return is referred to a typical installation and is linked to the value of the state obligations. Concretely, this reasonable return will turn, before taxes, on the average yield in the secondary market of state obligations to ten years, applying appropriate differential. (Later the differential was set at 300 basic points, so the return was calculated in June 2014 as 5,8%.)





Finally, the Ministerial order IET/1045/2014 of 16 June, "establishing the parameters of compensation for certain production facilities of electricity from renewable energy sources, cogeneration and waste facilities" defines the terms of the "typical installation", other retributive parameters of the installations and the value of the retribution to perceive. The most relevant aspects for the calculation are the "regulatory useful life" of the installation, the initial investment value, standard operating costs and standard revenue from the sale of energy valued at market price. Once the facilities exceed their regulatory useful life or reach the reasonable return, they will no longer receive the remuneration. (To indicate the complexity of the new system - the Ministerial order itemize all the details and parameters on 1761 pages of text.)

## **2) Heating and cooling:**

- **Aid to investment:** There exists a system of aid to investment in renewable energies, basically for thermal use, with the budget established by the General State Administration plus internal funds from the Autonomous Communities. This system is applied through agreements with the Autonomous Communities, which manage the release of these funds to the applicant.
- **Funding programmes:** A system was launched to fund thermal production projects using renewable energies in order to increase the use of biomass, geothermal energy and solar energy to cover the needs for hot water and air-conditioning in buildings.

a) There are three programmes - BIOMCASA, GEOCASA, SOLCASA. With regard to biomass in particular, € 4.4 million was allocated in 2011–2012, and during the whole BIOMCASA I programme (2009–2012) a total of 71 thermal biomass projects were funded with total funding of € 8 000 000. Within the GEOCASA programme 9 geothermal projects were funded with the total of € 1 661 820. Under the SOLCASA programme 9 solar thermal energy projects were funded, giving total funding of € 1 239 206.

b) And the Large Thermal Installations (LTI) programme, which is applicable to large-scale investment projects (which, on account of their size and complexity, are outside the limits established in the abovementioned programmes). In terms of the LTI programme, 2 thermal biomass projects were financed, giving total funding of € 1 635 454.

## **3) Transport:**

Fiscal exemption for pilot biofuel projects: biofuels intended for use as fuels, directly or mixed with conventional fuels, in pilot projects for the technological development of less contaminating products shall be exempt from the special tax on hydrocarbons (Law on Special Taxes). The quantity of biofuels produced cannot exceed 5000 litres/year, for the maximum period of 5 years.



**List of tables:**

1) ANNEX I (DIRECTIVE 2009/28/EC) - National overall targets for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2020	3
2) Progress towards the first interim target (calculated as the average of their 2011/2012 shares) - Renewable energy progress report	4
3) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (Czech Rep.)	5
4) National 2020 target and estimated trajectory of energy from renewable sources in heating and cooling, electricity and transport (Czech Rep.)	5
5) Overview of All Policies and Measures to Promote the Use of Energy from Renewable Sources (Czech Rep.)	6
Table 6) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares and actual energy consumption from renewable sources (Czech Rep.)	8
7) Overview of all policies and measures taken in 2011-12 or planned at national level to promote the growth of energy from renewable sources (Czech Rep.)	9
8) Operational support schemes for energy from renewable sources (Czech Rep.)	11
9) Overall French targets concerning the share of energy from renewable resources in the final gross energy consumption in 2005 and in 2020	12
10) French targets and estimated trajectory of energy from renewable resources in the heating and cooling, electricity and transport sectors	13
11) Overview of all policies and measures to promote the use of energy from renewable sources (France)	13
12) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources (France)	19
13) Measures taken in the preceding two years and/or planned at national level to promote energy from renewable sources (France)	20
14) Summarising purchase prices for renewable energy and purchase price for biomethane incorporated in natural gas grids (France)	24
15) Support schemes for renewable energies and cogeneration (electricity only) France	25
16) Support schemes for renewable energies (heating alone) France	25
17) Tax exemption rates for the biofuels (France)	27



18) Support schemes for renewable energies (transport alone) France	28
19) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (Germany)	29
20) National target for 2020 and expected path for energy from renewable sources in the sectors of heating and cooling, electricity and transport (Germany)	30
21) Overview of all policies and core measures (Germany)	31
22) Local/regional planning measures for wind power (Germany)	33
23) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources (Germany)	36
24) Overview of all key strategies and measures (Germany)	37
25) Payment for electricity generation from renewable sources (January 2013) Germany	45
26) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (Spain)	50
27) Spain's 2020 target and estimated trajectory of energy from renewable sources (RES) in heating and cooling, electricity and transport	51
28) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources in 2011 and 2012 (Spain)	51
29) Overview of policies and measures taken in 2011–2012 and/or planned at national level to promote the growth of energy from renewable sources taking into account the indicative trajectory for achieving the national RES targets as outlined in the NREAP (Spain)	52
30) Regulated tariffs and primes for the group B installations (applicable from 1.1.2013) Spain	58





## References:

- COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT - European Commission guidance for the design of renewables support schemes (Accompanying the document - Communication from the Commission - Delivering the internal market in electricity and making the most of public intervention); Brussels, 5.11.2013; SWD(2013) 439 final
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Energy 2020 "A strategy for competitive, sustainable and secure energy"; Brussels, 10.11.2010; COM(2010) 639 final
- DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC; Official Journal of the European Union; 5.6.2009
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; Boletín Oficial del Estado Núm. 310; Viernes 27 de diciembre de 2013
- National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020 In accordance with Article 4 of European Union Directive 2009/28/EC; Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, République française
- National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources; Federal Republic of Germany; July 2010
- National Renewable Energy Action Plan of the Czech Republic; Ministry of Industry and Trade; August 2012
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; Ministerio de Industria, Energía y Turismo; Boletín Oficial del Estado Núm. 150; Viernes 20 de junio de 2014
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial; Ministerio de Industria, Energía y Turismo; Boletín Oficial del Estado Núm. 41; Sábado 16 de febrero de 2013



- PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 – 2020 (Actualiza y sustituye al de fecha 30 de junio de 2010); 20 de diciembre de 2011
- Progress report pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources; Federal Republic of Germany
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero; Boletín Oficial del Estado Núm. 29; Sábado 2 de febrero de 2013
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico; Boletín Oficial del Estado Núm. 167; Sábado 13 de julio de 2013
- Renewable Energy Progress Reports - Data for 2009-2010; ECN (Energy research Centre of the Netherlands); 17 December 2013; ECN-E--13-076
- Reply to additional questions on the NREAP; Subdirectorato-General for International Relations in the Energy Sector STATE SECRETARIAT FOR ENERGY, Spain; 11/05/111
- REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Renewable energy progress report; Brussels, 27.3.2013; COM(2013) 175 final
- REPORT FROM THE FRENCH AUTHORITIES, Subject: Response from the French authorities to requests for information on the Renewable Energy Action Plan
- Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources in the Czech Republic under Art 22 of the European Parliament and Council Directive 2009/28/EC, on support for the use of energy from renewable sources (2011 and 2012); 01/04/2014
- Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources (2nd report) Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union; The French authorities - Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy; December 2013
- REPORT ON PROGRESS IN THE PROMOTION AND USE OF ENERGY FROM RENEWABLE SOURCES PURSUANT TO ARTICLE 22 OF DIRECTIVE 2009/28/EC - SPAIN (2011 and 2012); Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; 27 December 2013
- SPAIN'S NATIONAL RENEWABLE ENERGY ACTION PLAN (NREAP) 2011 -2020 (Regulations in force in each of the Autonomous Communities); Ministerio de Industria, Comercio y Turismo
- SPAIN'S NATIONAL RENEWABLE ENERGY ACTION PLAN 2011-2020; Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; 30 June 2010





## **PARTE II:**

### **El difícil camino hacia la Política Energética de la Unión Europea**

## **Capítulo 4: La creación de la Política Energética de la UE:**

Desde los mismos orígenes de lo que hoy conocemos como la Unión Europea, la energía ha cobrado una importancia indudable. Con la firma del Tratado de la CECA en 1951 entró en el escenario el carbón y mediante su comunitarización se dio el primer paso. A continuación, se empezó a tratar el tema de la energía nuclear y se creó EURATOM por el Tratado de Roma en 1957.

Sin embargo, a pesar de la evidente importancia de la cuestión energética, no existía una regulación expresa de la energía hasta fechas muy recientes. No existía una base jurídica ni una política energética de la UE hasta la entrada en vigor del Tratado de Lisboa en 2009. Hasta este momento la cuestión energética se regulaba sólo indirectamente, a través del mercado común, las redes transeuropeas o el medio ambiente, por ejemplo. Actualmente sí que existe una base jurídica (artículo 4 y artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea) y una Política Energética de la UE propiamente dicha, con tres objetivos principales: la seguridad del abastecimiento, la competitividad y la sostenibilidad.

Existe también una serie de iniciativas comunitarias que tienen a la energía como su objetivo principal (o uno de sus objetivos principales): para el período previo, se trata del VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico (que incluye a la energía como uno de sus objetivos estratégicos), el VII Programa Marco de la Energía Atómica (que se dedica a la investigación en el campo de la energía nuclear), y el Programa Marco de la Competitividad e Innovación (que incluye en su estructura el Programa Energía Inteligente – Europa), los cuales ahora están sustituidos y fundidos en un solo programa para el período actual - el programa Horizonte 2020. Y finalmente también hace falta mencionar el Programa Energético Europeo para la Recuperación “PEER” (Reglamento 663/2009), dedicado a conceder ayudas al sector energético.

La importancia vital de la energía es incuestionable. A continuación, se estudiará por qué y de qué manera la Unión Europea ha ido asumiendo un papel crucial en esta materia, cuáles son las actuaciones que está desarrollando y en qué campos, cuáles son los objetivos y las metas que se quieren conseguir - sobre todo a medio y largo plazo.

#### **4.1) Los orígenes:**

En este apartado vamos a retroceder hasta los orígenes de lo que hoy es la Unión Europea y vamos a analizar el papel que la energía protagonizó en su creación. En esta retrospectiva, centrada en el punto de vista energético, resaltaremos la importancia de la energía en todo el proceso, desde el inicio, hasta el día de hoy. Cosa que, por muy obvia que resulte si nos adentramos en la problemática, a lo mejor puede no mostrarse tan clara a primera vista.

La energía, como un tema de especial importancia, estaba muy presente en el seno de la Unión Europea<sup>36</sup> desde su misma creación. Ya el Tratado de la Comunidad Europea de Carbón y de Acero (CECA) en 1951 puso de relieve la relevancia del tema energético – el carbón, entonces principal fuente de energía, se comunitarizó (se puso en común su producción y comercialización). Se creó de esta manera el mercado único de esta mercancía/fuente de energía. Y precisamente el mercado energético de la Unión Europea y su unificación será, como se ha esbozado, uno de los temas principales de la presente Tesis. La creación del mercado interior del carbón es un hecho que data de los años 50 y fue una de las bases sobre las que se edificó la Unión Europea. Igual fue el caso de la energía nuclear. (Pero no fue tal caso el del mercado de la electricidad y del gas natural – los cuales estudiaremos más adelante en el Capítulo 6.)

---

<sup>36</sup> Entiéndase - la Unión Europea y sus predecesoras, las Comunidades Europeas.

A lo largo de las páginas de la Tesis, estaremos hablando de la Unión Europea (UE) continuamente. Aunque la UE como tal fue establecida con la entrada en vigor del Tratado de la Unión Europea (TUE), o Tratado de Maastricht, firmado el 7 de febrero de 1992 y en vigor desde el 1 de noviembre de 1993, y anteriormente le precedían las Comunidades Europeas - la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom) y la Comunidad Económica Europea (CEE/CE) - para simplificar nos estaremos refiriendo simplemente a la UE, como a la entidad supranacional en su última y actual fase de evolución, sin distinguir entre ésta y las entidades anteriores a 1993. (Al no ser que se mencione expresamente en algún punto concreto, en el que sea necesario.)

#### **4.1.1) La energía en los tratados CECA y EURATOM:**

En los orígenes, los principales actores - “los padres fundadores de la UE” - estaban plenamente conscientes de la necesidad de prevenir el estallido de un nuevo conflicto armado en Europa, de la tarea urgente de reconstruir económicamente la Europa devastada después de la Segunda Guerra Mundial, así como de la importancia estratégica de la energía en el seno del antiguo continente. Por lo tanto, no es de sorprender que la energía, junto con la idea de la paz duradera y de la cooperación económica, ha sido precisamente la base sobre la que se empezó a construir lo que actualmente es la Unión Europea.

El 18 de abril de 1951 los seis países fundadores firmaron en París el **Tratado constitutivo la Comunidad Europea de Carbón y de Acero (CECA)** - que entró en vigor al año siguiente, es decir 1952 – con lo que se creó el primer embrión de la actual UE. Inicialmente la idea, planteada por primera vez en 1950 por el Ministro de Exteriores francés, Robert Schuman (en la “Declaración Schuman”), fue la de establecer una estrecha cooperación entre Francia y Alemania y poner en común, bajo la administración de una Alta Autoridad, creada para tal fin, la producción del carbón y del acero de dichos países. En seguida se sumaron al proyecto también Italia y los tres países de Benelux (Bélgica, Países Bajos y Luxemburgo), ya que la organización desde el principio estaba abierta a la participación de otros Estados.

El proyecto de la construcción europea al principio se basaba en la integración de la producción y de la comercialización de dos materias de importancia estratégica – el carbón y el acero. El primero de ellos, el carbón, era la principal fuente de energía en aquella época. El segundo de ellos, el acero, por otra parte, era la materia principal para la fabricación de armas y, en última instancia, para hacer la guerra. Por lo tanto, es evidente que asegurar el suministro de energía, prevenir un posible conflicto armado en el futuro en Europa y ayudar a la reconstrucción, fueron los principales objetivos de la creación de la CECA.

Normalmente, cuando se habla de los orígenes de la UE, y en concreto de la creación de la CECA, se resalta sobre todo la faceta política de la decisión y las intenciones pacifistas de los creadores, que intentaban ante todo unir las naciones europeas y prevenir cualquier posibilidad de que vuelva a estallar una guerra en el continente europeo. Todo esto es cierto, pero aparte de la esencia pacifista hay que ver también los medios materiales que estuvieron en el fondo de la cuestión. La puesta en común y la explotación, producción y comercialización conjunta de las dos materias mencionadas, el carbón y el acero, posibilitó el desarrollo armonioso de la industria y el suministro seguro y estable de la energía en el seno de la entonces Comunidad Europea de

Carbón y de Acero. La energía, por lo tanto, junto con la idea de la paz, de la mejora del nivel de vida y del desarrollo industrial, estuvo presente en las mentes de los creadores del proyecto europeo y fue uno de los principales objetivos que desde el inicio del proceso de la integración cobró importancia.

Por lo tanto, los mandatarios de los seis países fundadores *“preocupados por contribuir, mediante la expansión de sus producciones fundamentales (de carbón y de acero), a la elevación del nivel de vida y al progreso de las acciones a favor de la paz (...) Han decidido crear una Comunidad Europea del Carbón y del Acero (...)”* Esta Comunidad estará *“basada en un mercado común, en objetivos comunes y en instituciones comunes.”* La CECA *“tendrá por misión contribuir, en armonía con la economía general de los Estados miembros y mediante el establecimiento de un mercado común (...), a la expansión económica, al desarrollo del empleo y a la elevación del nivel de vida en los Estados miembros.”*<sup>37</sup>

Actualmente la CECA ya ha expirado (el 22 de julio de 2002), ya que en su tratado fundacional se preveía que su existencia debería limitarse y fijarse para 50 años.

La energía otra vez entró en el escenario como uno de los objetivos principales de la entonces Comunidad Europea unos años después, cuando el 25 de marzo de 1957 se firmó el Tratado de Roma por el que se crearon la Comunidad Económica Europea (CEE) y la **Comunidad Europea de Energía Atómica (CEEA o EURATOM)**. La segunda de las dos Comunidades creadas este año, el EURATOM, de nuevo tiene directamente que ver con el tema energético. Esta vez se trata de la vertiente nuclear, como una de las posibles vías de obtención de la energía. Se creó el EURATOM como respuesta a las inquietudes causadas por el peligro de la proliferación de armas nucleares y como una de las posibles fuentes de energía para Europa. Los objetivos para los que se creó esta Comunidad fueron los de establecer una nueva fuente de energía independiente (ya que las fuentes tradicionales ya empezaban a ser deficitarias en los años 50), que esta fuente sea segura y eficiente, y que se utilice sólo y únicamente para usos civiles y pacíficos.

Los Estados miembros de la Comunidad, sabiendo que dichos objetivos se podían alcanzar satisfactoriamente sólo a nivel supranacional, decidieron instaurar conjuntamente la infraestructura, desarrollar los programas nucleares bajo normas únicas, asegurar que el

---

<sup>37</sup> Texto del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero. (Universidad Carlos III de Madrid - Open Course Ware).

[http://ocw.uc3m.es/historia-del-derecho/historia-de-la-integracion-europea/tratados/Tratado\\_Ceca.pdf/view](http://ocw.uc3m.es/historia-del-derecho/historia-de-la-integracion-europea/tratados/Tratado_Ceca.pdf/view)

suministro sea suficiente, regular y equitativo y desarrollar conjuntamente la investigación en el campo de la energía atómica para fines civiles y pacíficos.

Tal y como se establece en el Preámbulo del Tratado EURATOM, los Estados miembros decidieron optar por el desarrollo de la energía nuclear con el fin de asegurar el bienestar de los pueblos, ya que esta fuente, según el Tratado, es esencial para la producción, para la modernización y para la paz en Europa:

*“Conscientes de que la energía nuclear constituye un recurso esencial para el desarrollo y la renovación de la producción y el progreso de las acciones en favor de la paz (...); Resueltos a crear las condiciones para el desarrollo de una potente industria nuclear, fuente de grandes disponibilidades de energía y de una modernización de la tecnología, así como de otras muchas aplicaciones que contribuyan al bienestar de sus pueblos; Preocupados por establecer condiciones de seguridad que eviten todo riesgo para la vida y la salud de las poblaciones; Deseosos de unir otros países a su acción y de cooperar con las organizaciones internacionales interesadas en el desarrollo pacífico de la energía atómica (...) Han decidido crear una Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) (...)”<sup>38</sup>*

Por lo tanto, los seis países fundadores (los entonces miembros de la CECA – Francia, Alemania, Italia, Bélgica, Países Bajos y Luxemburgo) se comprometieron a poner en común sus industrias nucleares, crear conjuntamente las infraestructuras, velar por la seguridad nuclear y promover la investigación en este campo, todo esto como una de las posibles maneras de asegurar su independencia energética. De esta manera se pone de manifiesto de nuevo que la cuestión energética es, y desde los inicios fue, una de las principales preocupaciones de los mandatarios europeos, y uno de los principales puntos sobre los que se construyeron los cimientos de la actual Unión Europea.

El EURATOM, al contrario que la CECA que ya dejó de existir en 2002, sigue vigente y sigue formando parte de la estructura de la UE. Aunque hay que decir que actualmente existe un amplio debate acerca de la conveniencia o no del uso de la energía atómica. (Como ya se ha planteado al final del Capítulo 2.)

---

<sup>38</sup> Tratado EURATOM - versión consolidada; Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea, 2010. (Preámbulo.)



#### **4.1.2) Energía como mercancía/servicio:**

La energía, como ya sabemos, ha sido una materia esencial y estratégica para la Unión Europea desde sus orígenes. Pero no existía una base jurídica que regulara la materia de la energía a nivel europeo hasta fechas muy recientes. Por lo tanto, anteriormente a la entrada en vigor del Tratado de Lisboa (que sí que incluye la energía entre las competencias compartidas de la UE y los Estados miembros) la energía estaba en el ámbito de las competencias que les concernían únicamente a los Estados miembros. Anteriormente no existía una mención explícita sobre la atribución de la energía a la UE en ninguno de los Tratados, por lo que si desde la UE se quería legislar en el ámbito energético, tenía que hacerse indirectamente, a través de otras políticas en las que la UE sí tenía competencias. Entonces la UE regulaba cuestiones relacionadas con la energía por ejemplo a través de las políticas del mercado interior, del medioambiente, de la investigación, etc.

Anteriormente los Estados se negaban a la cesión de la potestad legislativa en la materia de la energía, porque, aunque conscientes de la pérdida de la eficiencia si cada uno actuaba por su parte, entendían la independencia energética como cuestión de soberanía nacional. (Entiéndase, independencia en la toma de decisiones, no en cuanto al abastecimiento energético.)

Pero teniendo en cuenta justamente la eficiencia económica en el campo energético, los Estados miembros, aún sin ceder la soberanía, dieron algunos pasos para una cierta armonización. Con la creación del mercado común europeo y con la instauración de las libertades que se establecieron para su consecución (libre circulación de mercancías, servicios, mano de obra y capital), se abrió la posibilidad de liberalizar la energía en tanto que mercancía o servicio. Pero no existía una única percepción por parte de los Estados miembros acerca de cómo tratar el tema energético, lo cual dificultaba la creación de un mercado energético único o la creación de una legislación comunitaria. También hay que mencionar las dificultades añadidas que supuso la estructura empresarial en el sector, es decir la existencia de grandes empresas nacionales (antes de la liberalización, en muchos casos existían monopolios en manos de los Estados), cuyas reticencias a la liberalización del mercado se pusieron de evidencia. Precisamente ésta última es una de las razones fundamentales por las que la implantación de una Política Energética Común costó tanto tiempo y esfuerzo.

## **4.2) Las primeras actuaciones comunitarias:**

Pero a pesar de que los Estados miembros durante mucho tiempo no se pusieron de acuerdo en elaborar una base jurídica común, sí que desde los inicios de los años 70 se empezaron a dar pasos para la progresiva consecución de lo que hoy es la Política Energética Común. (Con la excepción del carbón, cuya producción y comercialización empezó a regularse a nivel europeo ya desde los años 50, con la misma creación de la CECA, y con la excepción de la energía nuclear, que empezó a regularse con la creación del EURATOM.) Los demás aspectos, como por ejemplo los hidrocarburos o la electricidad, empezaron a entrar en el repertorio de las actuaciones comunitarias a principios de los años 70. El creciente interés de los actores europeos por el tema energético a partir de estas fechas coincide justamente con la crisis de los precios de petróleo que estalló en 1973. No es de sorprender, por lo tanto, que la cuestión energética (y especialmente en lo que se refiere a los hidrocarburos) entró en la lista de las preocupaciones y de las actuaciones comunitarias y que empezó a plantearse seriamente la necesidad de la creación de una Política Energética Comunitaria.

La forma que adoptaban estas actuaciones era la de Resoluciones del Consejo o la de Recomendaciones del Consejo o de la Comisión – siempre en materias conexas (mercado interior, redes transeuropeas, política de la competencia, investigación, medioambiente, etc.) que estaban íntimamente vinculadas con la energía y que figuraban entre las competencias de la entonces Comunidad Europea (CE).

Entre los primeros actos que se llevaron a cabo, es de interés mencionar los siguientes tres – tanto por su importancia a la hora de la consecución de la Política Energética Común, como por ser proyectos pioneros en el campo energético. Se trata de tres textos legales que ilustran bien la dinámica existente en el ámbito energético en sus fases iniciales:

- La **Resolución del Consejo, de 17 de septiembre de 1974, relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad**, es de los primeros textos que se elaboraron en la materia de la energía en el seno de la entonces Comunidad Europea, a principios de los años 70. Este texto está basado en las disposiciones de la Comunicación de la Comisión de 5 de junio de 1974, titulada “Hacia una nueva estrategia de política energética para la Comunidad”, e ilustra muy claramente el interés existente desde esta época por aproximar las políticas energéticas nacionales de los Estados miembros con el fin de establecer paulatinamente una Política Energética Comunitaria.

En su Resolución el Consejo reconoce que desde octubre de 1972 los Jefes de Estado y de Gobierno están diseñando un proceso de elaboración de una Política Energética Comunitaria, cuyo fin sería el de asegurar *“un abastecimiento seguro y duradero en condiciones económicas satisfactorias”*. El Consejo asimismo subraya *“la necesidad y urgencia de una Política Energética Comunitaria, habida cuenta de las nuevas circunstancias que dominan en el mercado mundial de la energía”*. Y lo más importante es que el Consejo finalmente *“afirma su voluntad política de elaborar y aplicar una Política Energética Comunitaria”*<sup>39</sup>.

A continuación, se adopta una serie de orientaciones para los Estados miembros, referentes a *“la disminución de las tasas de crecimiento del consumo interior mediante medidas de uso racional y de ahorro de energía”* en cuanto a la demanda; se recomienda *“reforzar la seguridad en el abastecimiento”* en cuanto a la oferta; y finalmente se resalta la importancia de los *“problemas relativos a la protección del medio ambiente”*<sup>40</sup>.

En el mismo documento también se destaca la necesidad de convocar una nueva sesión dedicada específicamente a los problemas relacionados con la energía, antes del final del año 1974.

- La **Resolución del Consejo, de 17 de diciembre de 1974, relativa a los objetivos comunitarios de política energética para 1985**, es fruto de la sesión del Consejo dedicada a la energía, tal y como estaba previsto en el documento anterior. En los días previos, el 9 y 10 de diciembre, se reunieron los Jefes de Estado y de Gobierno y *“han invitado a las instituciones comunitarias a elaborar y aplicar, en el plazo más breve posible, una Política Energética Común”*<sup>41</sup>, tal y como lo recoge la Resolución.

Entre las consideraciones iniciales se menciona el problema energético al que está haciendo frente la CE en aquel momento (se hace especial referencia a la difícil situación de los precios de petróleo), la creciente dependencia energética, así como los problemas medioambientales. Se destaca claramente que la realización de una Política Energética

---

<sup>39</sup> Resolución del Consejo, de 17 de septiembre de 1974, relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad; Diario Oficial n° C 153 de 09/07/1975.

<sup>40</sup> Ibidem.

<sup>41</sup> RESOLUCION DEL CONSEJO de 17 de diciembre de 1974 relativa a los objetivos comunitarios de política energética para 1985; Diario Oficial de las Comunidades Europeas N° C 153/2.

Común es la única solución posible, ya que solamente mediante la cooperación entre los Estados miembros se pueden conseguir los objetivos establecidos.

El principal objetivo de esta Resolución es, ante la situación de crisis en el sector petrolero, reducir a toda costa la dependencia europea de esta fuente de energía, así como reducir la dependencia energética exterior en general. Se apuesta por la reducción de la demanda, así como por la oferta “más segura” – se estimula la producción y búsqueda comunitarias de gas natural, se fija como necesario tener un parque de centrales nucleares potente para 1985, y se recomienda *“limitar el consumo de petróleo en los sectores en que pueda reemplazarse económicamente por otras fuentes de energía”*, y finalmente se mencionan las *“nuevas fuentes de energía”*, las cuales hay que promover mediante investigación y desarrollo tecnológico.

Al final del documento el Consejo *“solicita de los Estados miembros que tengan en cuenta estos objetivos comunitarios al establecer su política energética<sup>42</sup>”*, ya que, como ya se había dicho, eran los Estados miembros los que guardaban la competencia para tomar medidas en el ámbito energético.

- La **Resolución del Consejo, de 16 de septiembre de 1986, relativa a los nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros**, es otro documento destacable de la serie de textos que se aprobaron por el Consejo en cuanto a la consecución de la Política Energética Común. En esta Resolución, igual que en la primera, se destaca el problema de la dependencia energética europea (sobre todo en cuanto al petróleo) y el peligro de las fluctuaciones temporales de los precios. Como se establece en el punto primero, *“el fin de toda política energética es permitir al consumidor disponer, en condiciones económicas satisfactorias, de una energía suficiente y segura<sup>43</sup>”*. Asimismo, se destaca que las medidas tomadas en los últimos diez años han sido satisfactorias, pero que es necesario profundizar y proseguir en la cooperación entre los Estados miembros en el ámbito energético, ya que, para minimizar los riesgos del suministro y para conseguir mayores niveles de eficiencia, es imprescindible que las medidas se tomen a nivel supranacional.

---

<sup>42</sup> Ibidem.

<sup>43</sup> Resolución del Consejo, de 16 de septiembre de 1986, relativa a los nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros; Diario Oficial n° C 241 de 25/09/1986.

Entre los objetivos específicos se destaca la necesidad del uso más eficiente de la energía, el ahorro y la diversificación de las fuentes, el abandono del petróleo como fuente de energía principal, el respeto al medioambiente, la progresiva integración del mercado interior de energía, la interconexión de las redes, etc. Como punto concreto de referencia se establece que *“el rendimiento de la demanda final de energía debería mejorarse al menos en un 20% desde ahora hasta 1995”*. También se establece que *“en 1995, el consumo de petróleo debería limitarse aproximadamente al 40% del consumo energético y, de esta manera, las importaciones petrolíferas netas deberían mantenerse en menos de un tercio del consumo total de energía de la Comunidad”*. Y que *“en 1995, la parte de electricidad producida por hidrocarburos debería reducirse a menos del 15%<sup>44</sup>”*.

Como acaba de verse, en el seno de la entonces Comunidad Europea ya desde las actuaciones iniciales en el campo de la energía, lo que se pretendía era la puesta en marcha de una Política Energética Común para hacer frente conjuntamente y de manera más eficaz a los problemas energéticos planteados.

---

<sup>44</sup> Ibidem.

### **4.3) Los documentos cruciales:**

A continuación, hace falta analizar las actuaciones que se llevaron a cabo en la materia de la energía a partir de los años 90. Es imprescindible mencionar el Tratado sobre la Carta de la Energía, que es un acuerdo de cooperación internacional firmado por la UE y otros signatarios del mundo industrializado. Y luego hay que incluir una serie de textos emitidos por la Comisión Europea, entre los cuales hay que destacar por su especial relevancia los siguientes: el Libro Blanco COM (95) 682 final – *Política Energética para la UE*; el Libro Verde COM (2000) 769 final – *Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento*; el Libro Verde COM (2005) 265 final – *sobre la Eficiencia Energética*; el Libro Verde COM (2006) 105 final - *Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura*; y la Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo COM (2007) 1 final – “*Una Política Energética para Europa*”.

#### **4.3.1) La Carta de la Energía:**

Uno de los pasos importantes que se dieron hacia el establecimiento de reglas comunes relativas a la energía, no fue estrictamente comunitario - se trata de un acuerdo de cooperación internacional celebrado en los años 90, entre los cuales la UE destacó por su papel impulsor del acuerdo. Para la Unión Europea, el resultado del proceso y de las negociaciones fue la adopción de la **Decisión del Consejo y de la Comisión de 23 de septiembre de 1997 relativa a la conclusión, por parte de las Comunidades Europeas, del Tratado sobre la Carta de la Energía y el Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados (98/181/CE, CECA, Euratom)**, que entró en vigor en abril de 1998 y actualmente sigue vigente.

Pero primero hay que ubicar dicho acuerdo en el contexto, al final de la guerra fría. A saber, en junio de 1990, dentro del panorama de los acontecimientos acometidos recientemente en Europa central y oriental (las revoluciones y la inminente disolución de la Unión Soviética - que concluyó a finales de 1991), el primer ministro holandés propuso en el seno del Consejo Europeo celebrado en Dublín la cooperación a nivel industrial, y más en concreto, en el sector energético, entre los países del Este y del Oeste. La finalidad de esta idea de cooperación fue la de promover la recuperación económica de Europa central y oriental mediante el establecimiento de lazos comerciales, la progresiva liberalización del comercio y la



creación de condiciones propicias para la inversión en el sector energético. (De esta manera, la UE también pretendía promover la seguridad del suministro energético procedente de los países del Este de Europa, o transitando por éstos.) La idea del acercamiento fue acogida de manera positiva y como consecuencia, a principios de 1991 la Comisión Europea propuso la creación de una Carta Europea de Energía. Con el objetivo de la negociación de dicha Carta, se convocó en Bruselas una conferencia internacional, a la cual asistieron los Estados miembros de las Comunidades Europeas, los demás Estados de Europa occidental y también oriental, los países miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), así como otros países en calidad de observadores. Las negociaciones finalmente concluyeron tras la firma de la Carta Europea de la Energía, en diciembre 1991 en La Haya, mediante la cual los signatarios se comprometieron a redactar un Acuerdo Básico y Protocolos jurídicamente vinculantes, para defender efectivamente los fines de la Carta: promover el crecimiento económico mediante medidas de liberalización y potenciar la inversión y el comercio en el sector de la energía. Este compromiso se plasmó en la firma del Tratado sobre la Carta de la Energía y del Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados, el 17 de diciembre de 1994 en Lisboa. El Tratado sobre la Carta y el Protocolo fueron firmados prácticamente por todos los signatarios de la Carta (en total 49 países), con el fin de establecer un marco legal para promover la cooperación Este-Oeste a largo plazo en el sector energético.

Entre las materias consideradas de mayor importancia, se incluyó la protección de las inversiones, el comercio de materias y productos energéticos, la liberalización del comercio y la introducción de la competencia, el tránsito de energía, y la solución de controversias entre los Estados que forman parte del acuerdo. En concreto, se pretendía garantizar un ambiente seguro y favorable a las inversiones extranjeras, con igualdad de condiciones o aplicando el principio de la nación más favorecida<sup>45</sup>, respetando las reglas de la Organización Mundial del Comercio (OMC) también en el sector energético, y eliminando todo tipo de discriminación en el comercio. La no discriminación se debe aplicar también a los productos energéticos en tránsito, facilitando el libre tránsito de éstos y eliminando cualquier tipo de barreras y restricciones al transporte de materias energéticas no nacionales, prohibiendo asimismo la interrupción del flujo en caso de litigio. La protección y promoción de la libre competencia se desarrolla en el artículo 6 del Tratado:

---

<sup>45</sup> Nación más favorecida (NMF): igual trato para todos los demás. En virtud de los Acuerdos de la OMC, los países no pueden normalmente establecer discriminaciones entre sus diversos interlocutores comerciales. Si se concede a un país una ventaja especial (por ejemplo, la reducción del tipo arancelario aplicable a uno de sus productos), se tiene que hacer lo mismo con todos los demás Miembros de la OMC. [https://www.wto.org/spanish/thewto\\_s/whatis\\_s/tif\\_s/fact2\\_s.htm](https://www.wto.org/spanish/thewto_s/whatis_s/tif_s/fact2_s.htm)

*“1. Las Partes contratantes se esforzarán por disminuir las distorsiones del mercado y los obstáculos a la competencia en actividades económicas en el sector de la energía.*

*2. Las Partes contratantes garantizarán que dentro de su jurisdicción exista y se aplique la legislación necesaria y adecuada para hacer frente a toda conducta anticompetitiva unilateral y concertada en actividades económicas en el sector de la energía.”<sup>46</sup>*

Finalmente, la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), la Comunidad Europea (CE) y la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom), procedieron a aprobar la Decisión del Consejo y de la Comisión de 23 de septiembre de 1997 *relativa a la conclusión, por parte de las Comunidades Europeas, del Tratado sobre la Carta de la Energía y el Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados* (98/181/CE, CECA, Euratom). Mediante esta Decisión las (entonces) Comunidades Europeas fijaron un marco común, consolidando su posición única y estableciendo los procedimientos de coordinación adecuados para determinar su papel dentro de la Conferencia sobre la Carta de la Energía.

---

<sup>46</sup> TRATADO sobre la Carta de la Energía, hecho en Lisboa el 17 de diciembre de 1994. (Aplicación provisional.) BOE núm. 117, Miércoles 17 mayo 1995.

### **5.3.2) Libro Blanco COM (95) 682 final – Política Energética para la UE:**

Volviendo del ámbito internacional al ámbito específicamente comunitario, el siguiente paso importante que se dio en cuanto a la inclusión de la energía dentro de las políticas a nivel de la Unión Europea, y que marcó un antes y un después, fue el **Libro Blanco COM (95) 682 final – Política Energética para la UE**, presentado por la Comisión el 13 de diciembre de 1995. Los representantes políticos europeos, conscientes de la importancia del tema tanto al nivel de las autoridades públicas, como al nivel del funcionamiento de la economía o la vida cotidiana de los ciudadanos, elaboraron este documento comunitario siguiendo la dinámica empezada por las Resoluciones analizadas previamente. Pero no se trató todavía de una normativa, sino solamente de un texto atípico y no vinculante que adoptó la forma de un Libro Blanco.

En la Introducción del Libro Blanco<sup>47</sup> se destaca que la energía, dada su importancia estratégica para el desarrollo de la sociedad, de la política, de la economía, para la creación de empleo y para el funcionamiento de la industria, debería ser objeto de la regulación por parte de las autoridades públicas, especialmente en lo que se refiere a la competitividad económica (se menciona sobre todo el precio de la energía como elemento clave que influye en la productividad, y por ende también en la convergencia económica y social en la UE), la seguridad del abastecimiento (la diversificación y la flexibilidad en el suministro) y la protección medioambiental. La Comisión asimismo destaca que, si se quiere llegar a una consecución efectiva de los objetivos, es necesario que las políticas sean definidas al nivel de la Unión Europea, es decir al nivel supranacional. Se destaca que la UE en el campo energético debería emprender una actuación común, porque a la luz de las tendencias que se han podido observar desde los 70, a Europa le hará falta hablar con una sola voz, para ser capaz de defender sus intereses energéticos en el exterior y para ser competitiva. Entonces, para que la actuación de la UE sea efectiva, habría que asegurar la coherencia entre las políticas de los distintos Estados miembros.

La Comisión abrió desde 1993 un amplio debate entre las instituciones europeas, los Estados miembros y numerosos actores sociales privados y públicos, con el fin de establecer un marco en el cual deberían desarrollarse sus actuaciones en el ámbito de la energía. Se destaca una serie de preocupaciones ante las cuales la Unión Europea, y especialmente la Comisión, plantea una búsqueda de soluciones conjunta, basándose en objetivos comunes y actuando al nivel supraestatal para conseguir efectividad y eficiencia.

---

<sup>47</sup> WHITE PAPER, AN ENERGY POLICY FOR THE EUROPEAN UNION; Brussels, 13. 12. 1995, COM(95) 682 final; COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES.

Los puntos más importantes que surgieron del debate y las medidas que se propusieron, son los siguientes: la integración del mercado energético, la progresiva liberalización y la limitación de intervención estatal en materias que no son estrictamente de interés público, el desarrollo sostenible, la protección del consumidor, la cohesión económica y social, la competitividad, la seguridad del abastecimiento, la protección del medioambiente, la creación de empleo, la mayor eficiencia en la organización de sistemas energéticos, la dependencia energética exterior, la solidaridad energética entre los Estados miembros, etc.

Todas las preocupaciones que surgieron pueden englobarse en tres puntos esenciales, tres pilares a los cuales se vuelve a hacer referencia en todos los documentos elaborados posteriormente – se trata de tres puntos clave, tres elementos esenciales de la Política Energética Común: **la competitividad** (el mercado energético), **la sostenibilidad** (el medioambiente) **y la seguridad del suministro** (la seguridad de suministro energético ininterrumpido y a precios razonables).

Luego la estructura del Libro Blanco de la Comisión sobre la Política Energética para la UE en sí abarca cuatro capítulos, los cuales son los siguientes:

- **El marco general** - se trata del marco político y económico de las actuaciones comunitarias en el campo energético; en este apartado se desarrollan los siguientes conceptos característicos:

**a) La dimensión externa y los mercados globalizados:**

La globalización de los mercados en general, y también del mercado energético en particular, es un hecho indudable. La UE debería tener este hecho en cuenta y actuar en consecuencia, es decir, debería ser capaz de actuar como un actor fuerte y unido, sobre todo para ganar relevancia a la hora de establecer relaciones con terceros países productores o de tránsito de energía. Para poder actuar así, la UE, en primer lugar, tiene que unificar su mercado interno y su regulación. Y, en segundo lugar, debería ponerse de acuerdo en actuaciones conjuntas, para hablar con una sola voz. Todo esto ayudaría a la UE a ser más competitiva y a protagonizar un papel más resuelto en las negociaciones con el exterior.

**b) Las cuestiones medioambientales:**

Conjugar las políticas energéticas con las políticas medioambientales se convierte en una cuestión imprescindible. Porque si no se toman medidas adecuadas de protección del medio ambiente, la configuración y las tendencias actuales de producción y de consumo

energético van a tener impactos cada vez más negativos. El consumo de energía actualmente se basa sobre todo en fuentes de energía fósiles, lo cual afecta al medioambiente en una gran medida. Además, la UE se comprometió en varios acuerdos internacionales<sup>48</sup> con la protección medioambiental. Por todas estas razones, la inclusión de la cuestión medioambiental en la política energética y el tratamiento conjunto de estas dos materias, se hace inevitable.

**c) La tecnología:**

La promoción de las nuevas tecnologías tiene un impacto especial en la competitividad y en la creación de empleo. Disponer de tecnología avanzada, es una cuestión indispensable para poder alcanzar la seguridad de suministro en el futuro. En este punto se hace especial referencia a la promoción de tecnologías de energía renovable, así como al ahorro energético y al aumento de niveles de eficiencia energética. Se pone mucho énfasis en el progreso tecnológico y en la aplicación de nuevas tecnologías energéticas, como una de las respuestas a los retos del futuro. Se destaca que para conseguir los objetivos comunitarios energéticos (sobre todo en cuanto a la competitividad y seguridad de suministro) y a la vez preservar el medio ambiente, la inversión pública en I+D+i es un *sine qua non*.

**d) Las responsabilidades de las instituciones comunitarias:**

Se menciona la necesidad de definir bien las responsabilidades de la Unión Europea, de los Estados miembros, así como de las regiones. La intervención por parte de las instituciones europeas debería respetar siempre el principio de proporcionalidad, regulando solamente en los aspectos necesarios y dejando las cuestiones que no lo necesitan a los mecanismos del mercado. El intervencionismo de la UE tiene que ser mínimo, aplicando reglas comunes sólo en materias que lo requieren - como, por ejemplo, en la eliminación del proteccionismo nacional de los Estados miembros y de otras trabas al mercado comunitario, en la corrección de ciertos desequilibrios del mercado, o en la consecución de los objetivos energéticos de la UE. En otros aspectos, según el Libro Blanco, se considera que la desregulación del mercado es la mejor

---

<sup>48</sup> Por ejemplo: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (1992), Protocolo de Kioto sobre el cambio climático (1997), Acuerdo de París sobre el cambio climático (2015), Convenio de Ginebra sobre la contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia (1981), Convenio de Estocolmo - Lucha contra las amenazas que conllevan los productos químicos (2006), Protocolo de Gotemburgo relativo a la reducción de la acidificación, de la eutrofización y del ozono en la troposfera (1999), Convenio Internacional sobre responsabilidad civil nacida de daños debidos a contaminación por hidrocarburos para combustible de los buques "BUNKERS" (2001), y muchos otros.

herramienta para conseguir eficiencia. De todos modos, se recomienda hacer siempre un análisis coste-beneficio previo antes de proceder a legislar a nivel comunitario.

- **Las tendencias energéticas actuales y su posible futuro** - se señala que para elaborar el marco de las actuaciones comunitarias energéticas, es necesario primero proceder a un análisis de las tendencias existentes, así como de las tendencias futuras previstas. Tal análisis se ha hecho previamente a la publicación del Libro Blanco y sus conclusiones se destacan a continuación:

**a) Las tendencias energéticas emergentes:**

Se señalan cuatro tendencias clave que deberían ser la base de todas las actuaciones comunitarias, ya que todas ellas tienen implicaciones políticas importantes. La cuestión es que, según los estudios, la dependencia europea de fuentes de energía importadas del exterior, es decir la dependencia energética exterior, está aumentando; el gas natural va aumentando en importancia, hasta quizás en el futuro llegar a equiparar al petróleo en el “mix” energético final; los consumidores europeos van a ser cada vez más dependientes de las redes de suministro energético; y por último, la flexibilidad del “mix” energético final va a depender de factores como la liberalización del mercado energético, de los avances tecnológicos, de las cuestiones medioambientales o de la rentabilidad de las fuentes de energía renovables.

**b) El contexto global:**

Se destaca que la interconexión a nivel mundial de los asuntos energéticos es la cada vez mayor – lo que ocurre en un punto lejano del mundo posiblemente puede influir en el suministro también para Europa. Además, según el Libro Blanco, es muy probable que las pautas de consumo energético actuales cambien en un futuro cercano, ya que en los países emergentes el consumo crece a un 6% anual, por lo que los flujos de energía provenientes de países exportadores de energía podrían variar significativamente y desviarse hacia estas economías emergentes. (El típico ejemplo de hoy, que apoya esta teoría, es el caso de China.)



**c) La oferta y la demanda a nivel mundial:**

En este Libro Blanco se señala, a diferencia de otras publicaciones<sup>49</sup> y de las previsiones actuales, que el volumen de reservas mundiales de fuentes de energía fósiles en el futuro no va a poner en peligro el desarrollo industrial de los países y que además, gracias a los avances tecnológicos en áreas de la producción y explotación, estas fuentes podrán ser extraídas a precios más favorables en el futuro. Se prevé que la importancia del gas natural va a ir en aumento, igual que podría ir en aumento también la energía nuclear, aunque siempre dependiendo de las decisiones políticas nacionales de los Estados miembros.

**d) La oferta y la demanda al nivel de la UE:**

Según las previsiones del Libro Blanco, el crecimiento anual del consumo energético en la UE debería ser alrededor del 1%. El consumo ocasionado por el sector industrial va a seguir en los mismos niveles, mientras que el consumo terciario y doméstico va a disminuir ligeramente. En cuanto al transporte, el consumo va a aumentar a pesar de la creciente inversión en la eficiencia de los vehículos. El mayor cambio se va a registrar en el consumo del gas natural, ya que se prevé que éste aumente el doble, sobre todo para la generación de energía eléctrica. Como consecuencia tendrá que doblarse el número de gasoductos existentes en el momento. También se prevé el aumento de la participación de las energías procedentes de fuentes renovables. Pero aunque las energías renovables y el gas natural intenten quitar la cuota al petróleo, éste seguirá siendo la fuente de energía principal en los años siguientes, con un 42% de participación estimada. Sin embargo, este porcentaje técnicamente podría - y debería - reducirse de aquí a 2020 a un tercio aproximadamente.

**e) El medioambiente y la tecnología:**

El desarrollo tecnológico será una cuestión de necesidad imprescindible en el futuro, sobre todo si se quiere preservar el medioambiente. Se destaca que tiene que haber

---

<sup>49</sup> Por ejemplo en Key messages - European Commission, Research & Innovation; *Perspectivas de la evolución mundial hasta 2030 en los ámbitos de la energía, la tecnología y la política climática - ASPECTOS PRINCIPALES*; 7 de mayo de 2003; [https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/key\\_messages\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/key_messages_es.pdf) ; y en European Commission, Directorate-General for Research - Energy; *World energy, technology and climate policy outlook WETO 2030*; Bruxelles, 2003; EUR 20366; [https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto\\_final\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto_final_report.pdf) :

*“Las reservas de petróleo a escala mundial bastarán para satisfacer la demanda proyectada para las tres próximas décadas. Sin embargo, es posible que la disminución de reservas convencionales de petróleo constituya un motivo de preocupación a partir de 2030.”*

avances en este sentido, ya que con las actuales pautas del aumento de emisiones de CO<sub>2</sub>, la UE no será capaz de cumplir con las obligaciones emanantes de los tratados internacionales que ratificó. El desarrollo de las energías renovables, según el análisis, para el año 2020 ya será considerable. Por parte de la demanda, se harán grandes avances en la materia del ahorro y de la eficiencia energética. Por parte de la oferta, el Libro habla también de mejoras en los sistemas de generación eléctrica, así como del descubrimiento de nuevas reservas de gas y de petróleo.

**f) La producción comunitaria y la dependencia de la importación:**

Las previsiones dibujan un panorama bastante negativo para la UE – como se describió en el apartado del Libro Blanco dedicado a las tendencias, el consumo energético dentro de la UE va ligeramente aumentando, mientras que la producción europea va claramente en descenso (aunque puede que este descenso a corto plazo se vea compensado por los avances tecnológicos). El resultado es que el nivel de dependencia de fuentes de energía externas necesariamente aumentará. Del actual<sup>50</sup> 50% de dependencia de importaciones externas para cubrir el consumo interior, los expertos prevén que en 2020 esta tasa podría aumentar a un 75% (aunque se señala que una parte importante de las importaciones podría cubrir el gas natural de Noruega).

- **Las directrices de la implementación de la Política Energética** - la Política Energética se está configurando alrededor tres objetivos básicos – la competitividad, la seguridad del suministro y la sostenibilidad medioambiental. Todas las actuaciones comunitarias tienen que tener en cuenta estos objetivos, al poder ser los tres a la vez, sin entrar en contradicciones entre unos y otros (por ejemplo, un suministro a costes medioambientales demasiado grandes, sería inaceptable). Los tres objetivos tienen que reconciliarse entre sí, y además la UE tiene que ser persistente en su consecución, teniendo en cuenta que se trata de metas interconectadas y a largo plazo. A continuación, se desarrollan cuatro áreas de implementación de las políticas comunitarias:

**a) La integración del mercado:**

Se destacan básicamente dos cuestiones en las que hace falta desarrollar políticas comunitarias - el efectivo funcionamiento del mercado energético interno y la creación de un ambiente favorable a la inversión. En cuanto al primer punto, lo más importante

---

<sup>50</sup> Actual - entiéndase, en el momento de la publicación del Libro Blanco, es decir en 1995.

es la eliminación de las barreras al mercado interior de energía, empezando por la liberalización del mercado eléctrico y de gas natural. Conseguir que los objetivos mencionados se alcancen, será posible sólo si se unifica el mercado europeo de energía, como se destaca en el Libro Blanco. Para eso, primero hace falta establecer una legislación adecuada. Gracias a los Tratados en vigor, la unificación de los mercados no sólo es posible, sino que además es un requisito necesario para que la libre circulación de mercancías y de servicios sea efectiva. La existencia de normas nacionales distintas es uno de los obstáculos a la libre circulación, que se destaca. La creación de normas y estándares al nivel comunitario, así como la estricta aplicación de las existentes reglas de competencia establecidas por los Tratados y la supervisión del mercado interior, son las herramientas que habrá que aplicar. En lo referente a la inversión en el ámbito energético, se destaca la magnitud de la inversión necesaria en construcciones de infraestructura transfronteriza, así como el papel de las empresas privadas. Se señala la importancia de la transparencia y la necesidad de eliminar obstáculos a la inversión derivados de la aplicación de distintas reglas de juego en cada Estado miembro. Finalmente, si se consigue crear un ambiente favorable a la inversión, la creación de nuevas infraestructuras será de gran ayuda para asegurar tanto la diversificación como la seguridad de abastecimiento de energía.

**b) La dependencia exterior:**

La creciente dependencia de la UE de fuentes de energía importados ya se ha analizado en los capítulos anteriores del Libro Blanco. Sin embargo, ahora se hace un análisis más complejo de los problemas que esta dependencia suscita. La seguridad de abastecimiento es el primero de ellos. Se analizan las posibles medidas de crisis del suministro de petróleo que deberían efectuarse en situaciones en las que el suministro sea interrumpido. (A pesar de la creciente diversificación, el petróleo sigue siendo la fuente de energía principal, por lo que es necesario tener preparado un paquete de medidas para situaciones de crisis.) Las medidas existentes en el momento de la publicación del Libro datan de los años 60, por lo que haría falta una renovación y reformulación, adaptándolas a la situación actual del mercado petrolero. Indispensablemente, en casos de crisis del suministro, hace falta acudir a medidas de solidaridad entre los Estados miembros. Luego, la situación del abastecimiento de otros combustibles, es el siguiente punto que se desarrolla. El gas natural, teniendo en cuenta su creciente importancia en el consumo energético comunitario, hay que tratar también. Por lo tanto, las medidas de crisis de éste son igualmente necesarias para tener

asegurada la situación energética en Europa. La diversificación de las fuentes de energía es un tema íntimamente ligado con la seguridad de suministro – una adecuada y flexible combinación de combustibles fósiles, energía nuclear y energías renovables es la clave para asegurar que la industria y los hogares, sobre todo, tengan en todo caso acceso a un suministro regular y a precios razonables. A pesar de que la decisión final del “mix” energético depende de los Estados miembros, hay que promover por parte de la UE que los productores de electricidad (y finalmente los consumidores) puedan optar, gracias al mercado interior unificado, libremente y en igualdad de condiciones por la fuente más económica. Las relaciones internacionales basadas en la energía son otro de los temas que se tratan en este apartado. Su importancia a la hora de asegurar el suministro es evidente. Para poder acceder a los mercados energéticos de terceros países es necesario mantener buenas relaciones con éstos. (Aunque el Libro Blanco no desarrolla el tema geopolítico con mucha detención, sí lo harán en documentos posteriores.) Se tratan temas como el comercio y la inversión, el diálogo energético y la cooperación, las estrategias pre-adhesión, etc.

**c) El desarrollo sostenible:**

La protección medioambiental, la eficiencia energética, las energías renovables o el papel de las regiones, son cuestiones destacadas en este apartado dedicado a la sostenibilidad del desarrollo europeo. Lo importante es que el desarrollo económico y la protección del medio ambiente no pueden ir en contradicción – siempre hay que velar por la consecución de los dos objetivos conjuntamente. Se reconoce que a corto plazo las medidas de protección ambiental pueden perjudicar a la competitividad de las empresas que se vean obligadas a invertir en tecnologías más limpias. Pero la cuestión es que a medio y largo plazo se beneficiará toda la sociedad. Por lo tanto, las empresas se verán obligadas a interiorizar las externalidades negativas. Los Estados miembros luego deberían ayudar a las empresas en este proceso. Para ello, podrán optar por introducir incentivos financieros para dichas empresas, con lo que se compensarían en cierta medida sus costes relacionados con la introducción de tecnología más limpia. Otra de las medidas posibles que se menciona, sería la introducción de una forma de impuesto por la emisión de CO<sub>2</sub>. (El mercado de las emisiones de gases de efecto invernadero al final se puso en marcha el año 2005, aprobado por la Directiva 2003/87/CE.)

**d) La tecnología y la investigación:**

La I+D+i es uno de los puntos clave en el programa propuesto y es una de las prioridades de la UE, no sólo en el campo de la energía. La investigación es esencial para la búsqueda de nuevas soluciones. Se destaca la importancia de los programas llevados a cabo por las instituciones europeas (programas como JOULE, THERMIE, SAVE, ALTENER, ESPRIT, ITER, etc.), que promueven la investigación en diversos campos como las energías renovables, el ahorro y la eficiencia, o la energía nuclear. (El proyecto de investigación ITER se describirá detalladamente en el apartado 5.1.b de la presente Tesis.)

- **Los instrumentos previstos** - los instrumentos para la implementación de la Política Energética de la UE se prevén en el último capítulo que cierra el Libro. Se señala que aunque la UE dispone de un amplio abanico de competencias y posibilidades de actuación en campos como por ejemplo la investigación, la armonización de las legislaciones nacionales, las redes transeuropeas o el medio ambiente, aún existen importantes lagunas y campos en los que la UE no puede tomar decisiones, ya que esto les concierne únicamente a los Estados miembros. Por lo tanto, se destaca que hace falta un cambio sustantivo. Para empezar, se establecen tres puntos concretos que hay que poner en marcha inmediatamente – crear un programa de seguimiento de las tendencias en el ámbito de la energía; crear un Comité Energético Consultivo; y por último organizar una cooperación efectiva entre los Estados miembros en la cuestión energética.

La Comisión señala que las medidas propuestas en el Libro Blanco han de desarrollarse en los años siguientes, ya que es un proyecto a medio y largo plazo. Pero la Comisión finalmente destaca que la implementación del programa propuesto será limitada por los Tratados (los cuales no conceden en este momento aún a la UE la competencia de decidir en la materia de la energía directamente), y que este comunicado no supone ninguna transferencia de poderes. Asimismo, la UE, en las disposiciones que finalmente decida adoptar, se tiene que regir por el principio de la subsidiariedad y no sobrepasar los límites establecidos. También se destaca que la implementación del programa será limitada por el presupuesto.

### **5.3.3) Libro Verde COM (2000) 769 final – Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento:**

A continuación, la Comisión aprobó una serie de documentos que, igual que en el caso anterior, adoptaron la forma de textos atípicos, esta vez de Libros Verdes. Las razones por las que se optó por esta forma de texto atípico, son las mismas que en el caso del Libro Blanco anterior. (A la altura del año 2000, los intentos de incluir un capítulo dedicado a la energía en los Tratados fallaron tanto en Maastricht como en Ámsterdam.)

El primero de los Libros Verdes destacables es el **Libro Verde de la Comisión COM (2000) 769 final - Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento**, del año 2000. Este Libro está dedicado monográficamente a la seguridad del abastecimiento energético, como su propio nombre indica. La delicada situación energética en la que se encontraba la UE, así como las tendencias existentes, ya se conocían con anterioridad. El Libro Blanco del 95 ya dedicó un capítulo a este aspecto. Y es que el consumo energético en la UE (a la altura de la redacción de este documento) seguía aumentando, mientras que la producción de energía dentro de la UE disminuía progresivamente (entonces, y ahora también). El resultado de esta ecuación es fácil de averiguar – hay que importar cada vez más energía de terceros países, con lo cual aumenta la dependencia energética exterior. Se trata de una cuestión de especial importancia estratégica, ya que la dependencia energética podría, en ciertas situaciones, poner a Europa en una situación de grave peligro, si se cortara el suministro. La Comisión centra su atención en este problema y resalta la necesidad de proponer la creación de una estrategia común - esta necesidad se acentúa más aun, habiéndose puesto de manifiesto el riesgo que supone la dependencia europea del petróleo importado, cuyo precio se triplicó desde marzo de 1999 hasta la publicación de este Libro Verde. La continuidad del suministro, a precios razonables y asequibles para los consumidores, junto con el problema medioambiental y el desarrollo sostenible, por lo tanto, son las principales preocupaciones que se analizan en este Libro Verde.

El Libro Verde subraya la gravedad de la situación del momento (el año 2000), en la que la UE dependía en un 50% de importaciones de productos energéticos: el 45% de petróleo provenía del Oriente Medio y el 40% de gas natural de Rusia. Y en el futuro la situación previsiblemente iba a empeorar. Estaba previsto que el porcentaje de dependencia energética exterior podría aumentar hasta alcanzar el 70% para el año 2030, si no se tomaban medidas oportunas. Por lo tanto, la Comisión elaboró este documento pensando en las posibles actuaciones que habría que desarrollar para reducir en la medida de lo posible el riesgo que esta



dependencia energética podría conllevar, y reducir asimismo la vulnerabilidad de la UE en el campo energético.

Pero la Comisión también destaca que, al final y al cabo, la dependencia energética es algo inevitable. Por lo tanto, las actuaciones emprendidas no deben orientarse al intento de ser totalmente independientes en cuanto al suministro, cosa que sería imposible, sino más bien a desarrollar buenas relaciones exteriores con los países exportadores de productos energéticos, y garantizar la seguridad del suministro de esta manera. El objetivo principal, por lo tanto, es la reducción de los riesgos que implica la dependencia mediante la elaboración de un plan estratégico común (y no la eliminación de dicha dependencia – hecho que es totalmente imposible, como concluye la Comisión).

Los puntos problemáticos que se desarrollan a lo largo del Libro son por ejemplo: la diversificación (tanto de las fuentes de energía, como de las regiones de dónde estas fuentes proceden o por donde transitan); la prevista ampliación de la UE (incluyendo nuevos Estados europeos con sistemas energéticos muy diferentes de los actuales Estados miembros); la inversión energética (para hacer frente a las crecientes necesidades); la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (para cumplir con las obligaciones del Protocolo de Kioto); la consecución del mercado energético interior (tanto el mercado del gas natural como el de la electricidad tienen que funcionar con fluidez para poder llegar a soluciones eficientes); etc.

El Libro Verde, por lo tanto, propone una estrategia común a largo plazo, cuyo último objetivo es el de garantizar un abastecimiento de energía constante y seguro para los mercados europeos y, por ende, para los consumidores (tanto domésticos como industriales) a precios razonables. Por supuesto, teniendo en cuenta a la vez la protección del medio ambiente y la sostenibilidad del desarrollo. Para conseguir estos objetivos, se propusieron tres actuaciones concretas:

- Reequilibrar la oferta y la demanda de energía - reducir la demanda de energía cambiando los hábitos de los consumidores y apostando por eficiencia energética, hacer la oferta más sostenible invirtiendo en energías renovables y luchar de esta manera también contra el cambio climático.
- Analizar las posibilidades de la energía nuclear - analizar si en el futuro su contribución aumentará o disminuirá, invertir en la investigación en el campo de la energía nuclear y, en especial, en el de los residuos radioactivos.

- Crear reservas estratégicas de petróleo y de gas natural - crear obligatoriamente depósitos para poder hacer frente a situaciones de crisis (posteriormente, en la Directiva 2006/67/CE del Consejo se especificó que las reservas deben equivaler al menos a 90 días de consumo, y en la Directiva 2009/119/CE la definición de las reservas cambió a 90 días de importaciones, o 61 días de consumo interno diario medio - tal y como hemos visto en el apartado 1.4.1.)

Luego la estructura del Libro Verde del 2000 se apoya en tres partes. La primera está dedicada al análisis exhaustivo de los datos sobre la energía en el ámbito de la UE. De este análisis se desprende la imposibilidad de la autosuficiencia energética europea - se destaca que la economía europea es intensiva en energía, pero que los recursos autóctonos son muy limitados, por lo que, como consecuencia, la dependencia energética del exterior es inevitable. A continuación se analizan las opciones energéticas que tiene la UE - la energía nuclear (en este campo se prevé un descenso), las fuentes fósiles (destacando que el carbón no tiene mucho futuro, sobre todo por sus características contaminantes), el petróleo (que sigue siendo la fuente de energía principal), el gas natural (que es una alternativa interesante pero que no disminuye la dependencia en sí), y finalmente las energías renovables (que a partir de ahora tienen que ser una absoluta prioridad de la política energética).

La segunda parte esboza un nuevo marco de referencia en el que se incluyen los compromisos del Protocolo de Kioto (la urgencia de tomar medidas de protección medioambiental, la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, las ayudas e incentivos estatales en este ámbito), y la integración de los mercados energéticos europeos (la necesidad de integrar efectivamente los mercados del gas natural y de la electricidad, así como de remover obstáculos existentes, y la correcta aplicación de la Política de Competencia).

En la tercera parte se destaca la necesidad de proponer un esquema de la estrategia energética y de buscar medidas conjuntas para asegurar el futuro – se mencionan los puntos débiles de la actual configuración del suministro (se analizan los riesgos físicos, económicos, sociales y medioambientales que conlleva la dependencia; se dibuja un panorama de inestabilidad que podría surgir a causa de una crisis del suministro), y se enumeran las prioridades de cara al futuro (sobre todo el control de la demanda y las políticas horizontales y sectoriales que hay que adoptar en este sentido; y la gestión adecuada de la dependencia energética que, como sabemos, no se puede eliminar, pero sí se puede, y se tiene que, gestionar con más eficiencia y con una sola voz). También se menciona el tema del ahorro energético en los edificios en varios apartados del documento – se destaca que el sector de los edificios,

conjuntamente con el de transporte, es el que más energía consume dentro de la UE y que, por lo tanto, hay que actuar en este ámbito para reducir la demanda energética.

Finalmente, el Libro Verde concluye con la necesidad de establecer un amplio debate a lo largo del año 2001, acerca de todos los problemas suscitados en este documento. Se propone el lanzamiento de dicho debate, teniendo en cuenta que no es fácil encontrar una solución a los riesgos relacionados con la dependencia energética exterior, y además teniendo en cuenta que las decisiones finales siguen dependiendo de los distintos Estados miembros. La finalidad de este debate debería ser la de acercar las posturas y de arrojar luz sobre las opciones energéticas que deben plantearse.

#### **5.3.4) Libro Verde COM (2005) 265 final – sobre la Eficiencia Energética:**

El siguiente documento elaborado por la Comisión es el **Libro Verde COM (2005) 265 final - sobre la Eficiencia Energética o “cómo hacer más con menos”**, del año 2005. Este Libro Verde tiene por objeto la utilización más eficiente de energía, sin tener que renunciar por ello al desarrollo económico e industrial. En otras palabras, se trata de conseguir, mediante un uso más racionalizado de energía y con la ayuda de nueva tecnología, mejores resultados, es decir, ser más eficientes. Para ello, la Comisión destaca la necesidad de emprender acción en los siguientes ámbitos: combatir el derroche de energía, promover el cambio los hábitos de los consumidores, desarrollar las fuentes de energía renovables, controlar la demanda energética, reforzar la eficiencia energética, etc. Todo esto para hacer frente al progresivo aumento del consumo de energía que no siempre es necesario, al previsto agotamiento de las fuentes de energía tradicionales en el futuro, al insuficiente desarrollo de las energías renovables y al cambio climático. En definitiva, el objetivo final es el de “*hacer más con menos*”, como indica el nombre del Libro. Finalmente, la Comisión destaca que, si se llevan a cabo las medidas necesarias, la UE sería capaz de ahorrar hasta un 20% de energía para el año 2020.

A la elaboración de este Libro Verde le precedió la publicación de una serie de documentos de la Comisión que tuvieron el mismo objetivo principal. A saber, el primero de ellos es la **Comunicación de la Comisión COM (1998) 246 final, de 29 de abril de 1998, sobre la eficacia energética en la Comunidad Europea: hacia una estrategia de racionalización del uso de la energía**. En esta Comunicación la Comisión ya resalta la importancia de ahorrar energía y de utilizar las fuentes energéticas disponibles con más eficiencia<sup>51</sup>, ya que el patrón de consumo actual supone mucho derroche y mucho gasto energético innecesario. Tal actitud es insostenible y también incompatible con los compromisos contraídos en Kioto. Se propone, por lo tanto, elaborar un plan de acción detallado que incluya medidas concretas a tomar.

A continuación, y como consecuencia, dos años más tarde se elaboró la **Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones COM (2000) 247, de 26 de abril de 2000, “Plan de Acción para mejorar la eficacia energética en la Comunidad Europea”**. Este Plan de Acción estaba diseñado para el período

---

<sup>51</sup> Nótese que en los documentos que datan de fechas no tan recientes se opta por la utilización de la palabra *eficacia*, mientras que actualmente se prefiere utilizar la palabra *eficiencia*.

→ “Del latín “*efficacia*”, la **eficacia** es la capacidad de alcanzar el efecto que se espera o se desea tras la realización de una acción. No debe confundirse este concepto con el de **eficiencia** (del latín “*efficientia*”), que se refiere al uso racional de los medios para alcanzar un objetivo predeterminado (es decir, cumplir un objetivo con el mínimo de recursos disponibles y tiempo).”

<http://definicion.de/eficacia/>

2000-2006 y se trata de una plasmación concreta de los objetivos mencionados en la Comunicación anterior. Los objetivos, tal y como los enumera la Comunicación, son los de fomentar el ahorro energético y el uso más eficiente, combatir el cambio climático, promover el desarrollo sostenible y hacer frente también a los problemas relacionados con la seguridad del suministro. Se proponen tres tipos de actuaciones – integrar las medidas de ahorro energético dentro de otras políticas comunitarias (por ejemplo dentro de la política de transporte o la política fiscal); consolidar y ampliar las medidas ya existentes (en la industria, en los aparatos domésticos, en la construcción, etc.); y elaborar nuevas medidas comunitarias (fomentar tecnologías de alta eficiencia, difundir más información, poner en marcha auditorías, etc.)

Cinco años después de la publicación de este Plan de Acción, la Comisión elaboró el Libro Verde de 2005 sobre la Eficiencia Energética, con el fin de reavivar el debate y reactivar los esfuerzos en el cuanto a la utilización más eficiente de energía. Los tres campos de actuación propuestos por la Comisión en este Libro Verde son en transporte, la producción de la energía y los edificios.

Según este estudio, un tercio del consumo energético en la UE se debe al transporte, el cual se hace en su mayor parte por carretera. El problema característico del sector del transporte es que éste depende casi exclusivamente del petróleo. Y es que en el transporte a la fecha de la publicación del Libro prácticamente no existía diversificación de fuentes de energía. La vulnerabilidad del transporte a las fluctuaciones de precios de petróleo también se hace evidente, cosa que por ende perjudica gravemente a los consumidores. El uso casi exclusivo del petróleo en el transporte también supone una carga excesiva para el medio ambiente - las emisiones de CO<sub>2</sub> causadas por el transporte siguen en aumento, por lo que se hace imposible el cumplimiento de las obligaciones de Kioto si no se detiene esta tendencia. Las medidas propuestas son por ejemplo las de mejorar y hacer más efectiva la gestión del tráfico (el proyecto GALILEO de navegación por satélite estaba en este momento en una fase muy inicial), apoyar a los vehículos ecológicos (la creación de un mercado de vehículos limpios, la supresión de impuestos sobre este tipo de vehículos, las medidas fiscales para gravar vehículos contaminantes), promover el uso de neumáticos adecuados (ayudas para la adquisición de neumáticos eficientes - se puede reducir hasta el 5% del consumo gracias a éstos), etc.

En cuanto al segundo campo de actuación, la producción de energía, se supone que entre el 40% y el 60% de la energía se pierde durante el propio proceso de generación, lo cual supone un derroche que habría que combatir. Como señala el capítulo dedicado a este problema:

*“La mayor pérdida en la cadena de suministro de electricidad (generación, transporte y distribución, y suministro) es la del calor no utilizado que se escapa en forma de vapor al calentarse el agua utilizada en la refrigeración del proceso de generación. La cadena de suministro se caracteriza principalmente por una producción de electricidad concentrada en grandes centrales, seguida de un transporte costoso de esta electricidad hasta el consumidor final mediante un tendido eléctrico. Este transporte genera pérdidas, sobre todo en la distribución. Aunque la producción centralizada tiene ventajas en cuanto a economías de escala, implica también un gran derroche de energía.”<sup>52</sup>”*

La solución que se propone es la de fomentar la producción distribuida, es decir, más cercana al consumidor. También se destaca la importancia de emplear tecnologías más eficientes para prevenir estas pérdidas en el proceso de la producción de electricidad (sobre todo se intenta promover la tecnología del ciclo combinado).

Y, por último, en cuanto a los edificios, el informe señala que un 40% del consumo de la energía en la UE se debe a la calefacción y al alumbrado de los edificios - tanto la vivienda como las oficinas o edificios públicos o industriales. Esta cantidad debe reducirse utilizando tecnología más eficiente.

Finalmente, la Comisión destaca que si se llevan a cabo las medidas necesarias, la UE sería capaz de ahorrar hasta un 20% de energía para el año 2020, lo que no sólo ayudaría a conseguir los objetivos medioambientales, sino que también supondría una creación de empleo importante en el sector de tecnologías de alta eficiencia y además proporcionaría una cantidad importante de fondos que se podrían utilizar para otros fines.

---

<sup>52</sup> LIBRO VERDE sobre la eficiencia energética o cómo hacer más con menos, COM(2005) 265 final; COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 22.6.2005.



### **5.3.5) Libro Verde COM (2006) 105 final - Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura:**

El último de los tres Libros Verdes destacados, es el **Libro Verde COM (2006) 105 final - sobre la Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura**, que fue elaborado por la Comisión en el año 2006. Previamente a la publicación de este Libro Verde, los Jefes de Estado y de Gobierno se reunieron a finales del año 2005 y, después de un largo debate acerca del panorama energético, decidieron dar la luz verde a la Comisión para que actuara. El Libro Verde de 2006, por lo tanto, se basa en el acuerdo sobre la necesidad de buscar soluciones energéticas comunes y de unificar las posturas.

Esta vez la Comisión ya incita directamente a todos los Estados miembros de la UE a que unifiquen sus políticas energéticas nacionales y a que pongan todos los medios en común y creen una verdadera Política Energética Europea. Tarea necesaria para poder hacer frente conjuntamente a los problemas energéticos que se plantean desde hace años, como los altos niveles de demanda y el derroche energético, la creciente dependencia externa de productos energéticos, la volatilidad de precios de los hidrocarburos, el cambio climático, los obstáculos al mercado interior, etc.

Igualmente, que en los documentos elaborados por la Comisión anteriormente, se vuelven a destacar los tres objetivos clave, tres pilares de la Política Energética Europea, dentro de los cuales se pueden englobar todas las iniciativas – la competitividad, la seguridad y la sostenibilidad. Como indica el propio nombre del Libro Verde, estos tres deberían ser los puntos prioritarios de la actuación comunitaria, así como de la estrategia a largo plazo que se pretende desarrollar. El Libro Verde de 2006 entonces sigue la misma línea de discurso que la Comisión emprendió en 1995 con la publicación del primer Libro Blanco. Es decir, el objetivo final de todas las actuaciones de la UE debería ser el de alcanzar una energía respetuosa con el medio ambiente, con un suministro seguro y asequible para los consumidores, y con un mercado unificado en el interior y que nos permita ser competitivos en el exterior.

Se vuelve a insistir en que sólo es posible llegar a esta meta, si se crea y se pone en marcha una verdadera Política Energética Europea, si las decisiones importantes se toman al nivel de las instituciones europeas, y si Europa actúa con una sola voz. Se destaca que los planes sectoriales, que se están llevando a cabo en este momento, por sí solos no son suficientes para llegar a las metas planteadas.

Para la progresiva creación de una Política Energética Europea, la Comisión prevé seis ámbitos de actuación, en los que es necesario que los Estados miembros adopten medidas comunes (aunque se destaca que primero habrá que investigar si existe un acuerdo entre los Estados miembros sobre cuáles son las prioridades y sobre la necesidad de actuar o no en estos ámbitos):

- **Energía para el crecimiento y el empleo en Europa - la plena implantación de los mercados interiores europeos de la electricidad y el gas:**

Se plantea que la seguridad energética y la competitividad se pueden conseguir solamente si se abren los mercados nacionales y si las empresas aceptan la idea de que competir libremente entre sí a nivel europeo es mejor que ostentar una posición predominante en el mercado interior de un Estado miembro. Esta última cuestión es evidentemente difícil y complicada y existen reticencias manifiestas por parte de dichas empresas energéticas. Abrir los mercados para garantizar competencia leal es, por lo tanto, uno de los puntos clave.

Otro punto importante que se plantea, y en este Libro Verde es donde aparece la idea por primera vez, es el de separar claramente la producción de la distribución de energía. Crear una red europea de energía interconectada, con reglas comunes y con igualdad de acceso, es otra de las medidas que se plantea. Solamente de esta manera, si existe una interconexión física, se podrá hablar de un mercado europeo único de energía, y solamente de esta manera se podrá asegurar que el comercio transfronterizo de energía sea fluido y eficiente.

- **Un mercado interior de la energía que garantice la seguridad de suministro - solidaridad entre Estados miembros:**

La seguridad del abastecimiento energético ininterrumpido y a precios razonables, es lo que se pretende asegurar para los consumidores europeos. Pero en el caso de que surja una crisis de suministro, es necesario tener preparados unos mecanismos para evitar los peores escenarios. Entonces desarrollar mecanismos de reserva energética de los Estados miembros (sobre todo de petróleo y gas natural) y asimismo poner en marcha mecanismos de solidaridad entre los Estados en caso de necesidad y para evitar impactos negativos de las posibles situaciones de crisis, son las medidas concretas que se plantean. (La Directiva sobre las reservas mínimas de petróleo y gas natural que resulta de esta propuesta, ya se han analizado en el punto 1.4.1 de la Tesis.) Se prevé

asimismo la urgente creación del Observatorio Europeo del Suministro Energético, organismo dedicado a vigilar el mercado energético europeo y a detectar las posibles deficiencias.

- **Seguridad y competitividad del suministro de energía - en busca de una combinación energética más sostenible, eficiente y variada:**

La Comisión habla abiertamente sobre la necesidad de hacer una revisión del “mix” energético final de cada Estado miembro. A pesar de que se trata de competencia exclusiva de cada Estado miembro, la Comisión incita a que debería hacerse una revisión para ganar más eficiencia, más seguridad, para reforzar la protección del medio ambiente y también para asegurar que la energía consumida sea más diversificada (tanto en cuanto a las fuentes de energía, como en cuanto al ámbito geográfico de dónde estas fuentes proceden o por dónde transitan).

La Comisión de esta manera también abre el debate sobre la energía nuclear. Destaca los pros (un importante impacto en la reducción de la dependencia energética, la diversificación de las fuentes de energía, la reducción de precios y la lucha contra el calentamiento global gracias a su nula emisión de CO<sub>2</sub>) y los contras.

Finalmente se destaca que, aparte de la necesaria revisión de las políticas energéticas de cada Estado miembro, hace falta crear un objetivo estratégico global común que permita conseguir que los tres objetivos – la competitividad, la seguridad y la sostenibilidad – estén en equilibrio.

- **Enfoque integrado de lucha contra el cambio climático:**

La lucha contra el cambio climático y contra el calentamiento global es otro ámbito en el que se plantea la necesidad de emprender actuaciones. Además la UE, como un conjunto de países desarrollados que disponen de tecnología innovadora y que están todos comprometidos con el medio ambiente, debería protagonizar un papel de vanguardia mundial en la protección del medio ambiente. La UE debería ser exigente con los demás países, debería ayudarles con la consecución de metas medioambientales, y debería ser un ejemplo a seguir por todo el resto del mundo. Se plantea la importancia de que la UE reduzca sus emisiones de CO<sub>2</sub> en la manera de lo posible para que sea el ejemplo a seguir y el punto de referencia para el resto de los países. Apoyándose en el Libro Verde sobre la Eficiencia Energética del 2005 titulada “*Cómo hacer más con menos*”, se plantea que hay que apostar por la promoción de las

energías renovables, así como por la promoción de una tecnología más limpia, sostenible y eficaz. En resumidas palabras, “*producir más y consumir menos*” es el lema de este capítulo. Entre las medidas que deberían ponerse en marcha, se encuentran por ejemplo las siguientes: lanzar campañas a favor de la eficiencia energética, aumentar la eficiencia en el sector del transporte, habilitar instrumentos fiscales para facilitar la inversión en tecnología eficiente, crear un sistema europeo de certificados de eficiencia energética para productos eléctricos, aumentar el uso de fuentes de energía renovables, o apoyar proyectos de captura y almacenamiento geológico del carbono.

- **Fomento de la innovación - Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética:**

Se pone mucho énfasis en la importancia de la tecnología a la hora de la búsqueda de soluciones a los problemas energéticos y medioambientales. Un fuerte apoyo a la investigación y a la innovación es la clave, sobre todo en el campo de la eficiencia energética y las energías renovables. Las nuevas tecnologías pueden ayudar considerablemente a la consecución de los objetivos de tener una energía competitiva, segura y sostenible. La I+D+i es, por lo tanto, de suma importancia y la UE debería empeñarse en fomentarla en la medida de lo posible.

Para ello se pone en marcha al año siguiente el VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico para el período 2007-13 (el cual será analizado con más detención en el Capítulo 5 de la Tesis).

- **Hacia una política energética exterior coherente:**

Finalmente, se destaca la importancia de la creación de una Política Energética exterior coherente. Se subraya que la definición de una posición común de la UE es fundamental para que las negociaciones con los socios energéticos sean más efectivas. Actuar conjuntamente y desde una posición común y unificada, es la clave para tener más protagonismo al nivel internacional y para desempeñar un papel más fuerte. Pero para que esta Política Energética exterior sea posible, primero hay que unificar las posturas de los Estados miembros, hecho que no es fácil, dadas las diferencias entre las posturas existentes. Lógicamente, para que la UE hable con una sola voz y actúe como un todo, primero tiene que ponerse de acuerdo y establecer unos objetivos y unas estrategias únicas. Desgraciadamente a la fecha de hoy, la propuesta de crear una especie de “unión paneuropea” de energía no ha progresado mucho.

### **5.3.6) Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo COM (2007) 1 final – “Una Política Energética para Europa”:**

Se trata de un paso muy importante para la puesta en marcha de la Política Energética Europea que la Comisión dio un año después de la publicación del Libro Verde sobre la *Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura* que acabamos de ver, es decir en 2007.

Después de la publicación del Libro Verde de 2006 se abrió un período de consulta, durante el cual la Comisión recibía reacciones y aportaciones de distintos actores. En concreto, la Comisión recibió 1.680 respuestas, de las cuales 1.287 fueron de ciudadanos europeos individuales. Reaccionaron también 18 Estados miembros y Rumania (que entonces todavía no formaba parte de la UE), el Parlamento Europeo, el Comité Económico y Social Europeo y también el Comité de las Regiones. Estas reacciones y respuestas a continuación se resumieron y se publicaron en el **Documento de trabajo de la Comisión - Informe sobre el debate en torno al Libro Verde “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”, SEC (2006) 1500.**

Vistas dichas aportaciones al debate recogidas en el Informe sobre el Libro Verde, la Comisión decidió publicar un nuevo documento, la **Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, “Una política energética para Europa” COM (2007) 1 final.** En cuanto a los objetivos, éstos son básicamente los mismos que ya fueron destacados en el Libro Verde de 2006, pero ahora reafirmados tras el debate y extendidos por unos cuantos puntos más. Se sigue básicamente el esquema del Libro Verde, con algunas novedades y algunas aclaraciones y poniendo el énfasis en algunos temas concretos. La finalidad última también sigue siendo la de definir un paquete integrado de medidas que definen la Política Energética Europea. En esta Comunicación la Comisión se sirve del análisis de la situación energética del momento, hecha previamente a la publicación, vuelve a destacar los retos que tiene que afrontar la UE de cara al futuro y vuelve a proponer una serie de medidas como respuesta a los problemas energéticos.

Entonces, la Comunicación de la Comisión “Una Política Energética para Europa” pretende materializar en un texto lo que ya se hizo más que evidente – es decir, la necesidad de fundamentar una Política Energética Común para responder a los retos del futuro, para garantizar que las necesidades energéticas sean cubiertas sin renunciar a una economía potente

y de crecimiento, para ser más eficaces y competitivos sin dañar al medio ambiente, para asegurar el abastecimiento ahora y en el futuro, etc.

Para la consecución de estos objetivos la Comisión propone diez ámbitos concretos de actuación - se sirve básicamente de los ya destacados en el Libro Verde del 2006 y añade otros puntos más:

- **Mercado interior de la energía:**

Las medidas para conseguir un mercado interior de energía que se han adoptado hasta la publicación de esta Comunicación<sup>53</sup>, son indudablemente un impulso bueno, pero los objetivos deseados todavía no se han logrado. Todavía siguen persistiendo muchas dificultades, por lo que el mercado interior aún no funciona plenamente y con la efectividad deseada. La separación efectiva de la gestión de las redes por una parte y de la producción y comercialización por otra parte, ya sea mediante la separación del gestor de redes (siendo la red de transporte de propiedad de la misma empresa que produce y transporta la electricidad, pero gestionada por un gestor independiente) o mediante la separación de propiedad (la producción y el suministro está llevado a cabo por empresa distinta a la propietaria de la red), es una de las medidas que hace falta potenciar inmediatamente y en primer lugar, destaca la Comisión. Solamente de esta manera se pueden evitar los riesgos de discriminación y abuso por parte de algunas empresas.

En segundo lugar, hace falta una reglamentación efectiva. Es decir, asegurar que las disposiciones ya aprobadas se cumplan efectivamente, y promover la creación de un marco regulatorio apropiado en el caso de que no lo haya. Sobre todo, es necesario armonizar las normas relativas a los poderes y a la independencia de los reguladores de la energía. Y armonizar las normas técnicas necesarias para el buen funcionamiento del comercio transfronterizo. Porque si las normas técnicas difieren entre los distintos Estados miembros, el comercio transfronterizo se hace imposible. Para eso se propone la creación de la Red Europea de Reguladores Independientes<sup>54</sup>.

En tercer lugar, es necesario aumentar la transparencia para que el mercado funcione correctamente – que la información sea suficiente y que llegue a todos por igual es una

---

<sup>53</sup> Las medidas para conseguir un mercado interior de energía serán objeto de análisis en el Capítulo 6 de la Tesis, dedicado a la configuración del mercado energético europeo.

<sup>54</sup> En 2010 se creó la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) (en virtud del Reglamento (CE) n.º 713/2009), que inició sus trabajos en marzo de 2011.



cuestión básica. En el caso contrario se dificultaría mucho la entrada de nuevos competidores al mercado.

En cuarto lugar, se subraya la importancia del Plan Prioritario de Interconexión (PPI). Hace falta invertir más en la mejora de la infraestructura energética al nivel comunitario. Y justamente el PPI debería ayudar a solventar este problema. (Este aspecto está desarrollado en la Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo COM (2006) 846 final - *“Plan prioritario de interconexión”*.)

La siguiente cuestión importante es la seguridad de la red. Según la Comunicación hace falta crear unas normas mínimas y obligatorias comunes de seguridad de la red para prevenir interrupciones de suministro. Esta obligación luego debería recaer en los gestores de las redes de transporte.

Otro ámbito susceptible de mejoras en cuanto al mercado interior de energía es la inversión para garantizar la adecuación de la capacidad de generación de electricidad y del suministro de gas al consumo previsto.

Y, por último, la energía debería ser considerada como un servicio público. Se destaca sobre todo la necesidad de luchar contra la “indigencia energética” de los consumidores más vulnerables, y el plan de elaborar una Carta del Consumidor de Energía.

- **Solidaridad entre Estados miembros y seguridad de abastecimiento de petróleo, gas y electricidad:**

Se subraya que, dada la dependencia energética exterior y, en consecuencia, dada la vulnerabilidad de los Estados miembros, es necesario fomentar la diversidad - tanto en lo que se refiere a la procedencia o al proveedor, como en cuanto a la ruta de tránsito y el método de transporte. Pero también es necesario instaurar unos mecanismos que garanticen la solidaridad entre Estados miembros en el escenario de una posible crisis energética. Esto es todavía más importante en el caso de los Estados miembros que dependen de un único proveedor.

En primer lugar, se habla del gas natural. Se menciona la Directiva 2004/67/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de abril de 2004, sobre las medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural (entonces en vigor - véase el Capítulo 1.4.1 de la Tesis), como una de las medidas que ya se han tomado. Y se dibujan otras posibles medidas: *“es conveniente lanzar proyectos que traigan gas desde nuevas regiones, establecer nuevos nudos de intercambio en Europa Central y los países bálticos,*

*hacer un mejor uso de las posibilidades de almacenamiento estratégico y facilitar la construcción de nuevas terminales de gas natural líquido.<sup>55</sup>*

En segundo lugar, se habla del petróleo. Por un lado se destaca que el sistema de reservas estratégicas de petróleo al nivel de la UE funciona bien. Pero se matiza que la Comisión tendrá que analizar estos aspectos más detenidamente a lo largo de 2007.

En tercer lugar, se habla del suministro de electricidad. La seguridad del abastecimiento eléctrico se puede conseguir sólo mediante la interconexión de las redes eléctricas europeas.

- **El compromiso a largo plazo para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión:**

La Comisión destaca que la instauración del mercado de gases de efecto invernadero es una medida adecuada para estimular la reducción de las emisiones. Ya que es el mercado el que empuja a las empresas hacia la reducción de las emisiones, para reducir los costes. La Comunicación propone una revisión del sistema de comercio de derechos de emisión para aprovechar todo su potencial.

- **Un ambicioso programa de medidas de eficiencia energética a nivel comunitario, nacional, local e internacional:**

El aumento de la eficiencia es una de las estrategias clave. El objetivo fundamental es reducir tanto el consumo energético, como las emisiones de CO<sub>2</sub> y la dependencia energética exterior. Mucho ya se ha hecho, pero hace falta avanzar más en ciertos aspectos. Por ejemplo, hace falta insistir más en la utilización de vehículos de alto rendimiento energético en el transporte y hacer más uso del transporte público. Hace falta también observar más estrictamente el etiquetado de eficiencia energética de los aparatos eléctricos.

Otro punto susceptible de mejoras son los edificios – hace falta aumentar el rendimiento energético de los edificios existentes y promover la construcción de nuevos edificios de bajo consumo energético.

Y, por último, la Comisión destaca la necesidad de celebrar un nuevo acuerdo internacional en materia de eficiencia energética, en el cual la UE, la OCDE y los países

---

<sup>55</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO Y AL PARLAMENTO EUROPEO UNA POLÍTICA ENERGÉTICA PARA EUROPA, COM (2007) 1 final; COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 10.1.2007.

“BRIC” (Brasil, Rusia, India y China) se comprometían a acordar conjuntamente métodos de ahorro de energía.

- **Un objetivo a más largo plazo para la energía renovable:**

En el año 1997 la Comisión estableció un objetivo para la contribución de energías renovables en el consumo final bruto de energía, de manera que para el año 2010 la cuota debería alcanzar el 12%. Pero conforme se acercaba la fecha, quedaba obvio que, a pesar de los esfuerzos, no sería posible llegar a esta cifra. Los progresos que se han conseguido hasta entonces (como por ejemplo la primera Directiva de energías renovables 2001/77/CE - tal y como hemos visto en el Capítulo 3 de la Tesis) no han sido suficientes y seguía denunciándose la falta de un marco político coherente y eficaz y con vistas a largo plazo en toda la Unión Europea. Los costes de la instalación de tecnologías de energía renovable se señalan como otro problema. Y es que dicha instalación se rentabiliza a largo plazo. A corto plazo actualmente resulta bastante más costosa que la energía obtenida a partir de fuentes tradicionales. Pero hace falta adoptar un enfoque a más largo plazo, teniendo en cuenta los beneficios medioambientales y de seguridad energética. Hace falta activar más inversión, para poder explotar las economías de escala. Y finalmente, para que la tecnología renovable se convirtiera en una tecnología madura, lo que llevaría a la reducción de los costes, hace falta más investigación.

Por eso la Comisión en su Comunicación al Parlamento Europeo y al Consejo COM (2006) 848 - Programa de trabajo de la energía renovable - *Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro sostenible*, propuso establecer el objetivo vinculante de incrementar el nivel de energía renovable en la combinación energética global de la UE de menos del 7 % en 2006 al 20 % para 2020. (Dicho objetivo ya quedó codificado en la segunda Directiva de energías renovables 2009/28/CE, analizada en el Capítulo 3.)

- **Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética:**

El principal objetivo de esta iniciativa es la reducción de los costes de las energías no contaminantes. Por eso hace falta elaborar y poner en marcha el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (EETE) a lo largo del año 2007. El Plan Estratégico debería centrarse en el desarrollo de los biocombustibles, en el incremento de eficiencia energética en edificios y aparatos eléctricos, en la promoción de proyectos de energía eólica marina y energía fotovoltaica, en la investigación de la captura y almacenamiento de carbono, en la investigación en el campo de energía de fusión nuclear, etc.

Para apoyar esta iniciativa, también está previsto el incremento del 50% en el gasto anual dentro del Séptimo Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico para el período 2007-13, concretamente en la partida de la investigación sobre la energía. (El VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico para el período 2007-13 se analizará con detalle en el siguiente Capítulo.)

- **Hacia un futuro con combustibles fósiles de baja emisión de CO<sub>2</sub>:**

Para conseguir los objetivos medioambientales de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, es esencial que se desarrollen tecnologías de carbón limpias. El carbón sigue siendo una fuente de energía importante en la UE, igual que lo es su participación en la generación de electricidad. (Además, según la Comunicación, la Agencia Internacional de Energía (AIE) incluso prevé que en el futuro su cuota aumente.) La tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> será crucial para poder disfrutar del uso de carbón en el futuro. Pero para la introducción de la tecnología de captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub> y para su efectiva utilización, hace falta aumentar mucho el gasto en I+D+i en este sector, establecer un marco normativo favorable a su desarrollo e incluir su promoción entre los objetivos comunitarios. La inversión en la investigación de esta tecnología ya está incluida en el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética, pero además hará falta poner en marcha también una iniciativa internacional (colaborando también con países fuera de la UE). A la hora de la publicación de la Comunicación la Comisión creía *“que, para 2020, todas las nuevas centrales de carbón deberían estar equipadas con sistemas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> y las centrales ya existentes deberían adaptarse progresivamente al mismo planteamiento.”*<sup>56</sup>

- **El futuro de la energía nuclear:**

En este ámbito la Comisión no impulsa ningún tipo de actuación, ya que la decisión sobre la utilización o no de energía nuclear concierne solo y únicamente a los Estados miembros. Sin embargo lo que propone la Comisión es revisar la política energética nuclear de los Estados miembros, con el fin de evitar problemas con el suministro o problemas medioambientales en el caso de que los Estados miembros opten por el cierre de sus centrales nucleares. Es decir, los Estados miembros que decidan reducir su capacidad nuclear, a la vez tienen que adoptar medidas para mantener el equilibrio

---

<sup>56</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO Y AL PARLAMENTO EUROPEO UNA POLÍTICA ENERGÉTICA PARA EUROPA, COM (2007) 1 final; COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 10.1.2007.

(tanto de capacidad de generación de electricidad, como de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> – a saber, esa reducción se tiene que efectuar de forma paralela a la introducción gradual de otras fuentes de energía suplementarias de bajas emisiones de carbono para la producción de electricidad.)

La Comisión también propone la creación del Grupo de Alto Nivel de Seguridad y Protección Nuclear de la UE<sup>57</sup>, el cual debería dedicarse a la búsqueda de soluciones a nivel comunitario a los problemas de residuos radioactivos y de cierre de centrales nucleares.

La Comisión también destaca que en 2007 aproximadamente una tercera parte de la electricidad y un 15 % de la energía consumidas en la Unión se obtienen mediante procesos nucleares, que se trata de una fuente de energía libre de emisiones de CO<sub>2</sub> (por lo que es una herramienta importante para la lucha contra el cambio climático), que es mucho menos vulnerable a las alteraciones de precios que el resto de combustibles, que las reservas existentes son razonables y bien repartidas por el mundo y que el coste de la generación de electricidad es muy bajo (una vez superados los costes de la construcción y puesta en marcha, la energía producida es más rentable que la procedente de otras fuentes tradicionales), y en el futuro debería serlo aun más gracias a la introducción de nueva generación de reactores.

En conclusión, la Comisión se muestra bastante favorable a la utilización de la energía nuclear, pero insiste en que la decisión pertenece a los Estados miembros.

- **Una política energética internacional al servicio activo de los intereses europeos:**

La Comisión destaca que en el futuro la UE será responsable de tan solo un 15 % de las nuevas emisiones de CO<sub>2</sub> y de menos del 10% del consumo de la energía mundial. Por lo tanto, es necesario establecer un marco de cooperación internacional, ya que la UE no es, y en el futuro no será, capaz de alcanzar por sí sola los objetivos climáticos. Para alcanzar los objetivos medioambientales globales, hace falta emprender una cooperación más efectiva con los países desarrollados y en vías de desarrollo. La UE tiene que protagonizar el papel de propulsor de la lucha contra el cambio climático. Se trata de un problema de todos, pero la UE debería dar un ejemplo a seguir.

Por otro lado, la Comisión insiste en que es necesario forjar unas relaciones internacionales y unas asociaciones estratégicas más sólidas para alcanzar sus objetivos

---

<sup>57</sup> Finalmente creado por la DECISIÓN DE LA COMISIÓN (2007/530/Euratom), de 17 de julio de 2007, por la que se establece el Grupo Europeo de Alto Nivel sobre seguridad nuclear y gestión de los residuos radiactivos.

de seguridad del suministro. Se destaca la importancia de que la UE hable con una sola voz, de que se exprese de manera unánime a la hora del establecimiento de acuerdos internacionales energéticos. (Pero para eso es necesario que los Estados miembros en primer lugar unifiquen sus posturas, y que la UE luego fije unos objetivos comunes claros.) Es fundamental establecer unas relaciones sólidas y una mayor cooperación con los países proveedores y de tránsito de fuentes de energía, pero igualmente importante para la seguridad y la estabilidad europeas es mantener buenas relaciones en la materia de la energía con los países vecinos de la UE.

También se propone la creación de una red de corresponsales de seguridad energética, para aumentar la capacidad europea de reaccionar en casos de presión exterior sobre la seguridad energética.

- **Eficacia en el seguimiento y la presentación de informes:**

La transparencia, la presentación de informes y el seguimiento son igualmente importantes para el éxito de la Política Energética Común. Los Estados miembros estarían obligados a presentar informes a la Comisión sobre las actuaciones energéticas. La Comisión también prevé la creación en el año 2007 de una Oficina del Observatorio de la Energía dentro de la Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión. Esta Oficina debería dedicarse al estudio de los informes de los Estados miembros, a las evaluaciones comparativas, al intercambio de las mejores prácticas, a monitorizar la situación energética y su evolución – todo esto para garantizar la transparencia y para contribuir a la consecución de los objetivos energéticos comunitarios. (Finalmente, ya dentro de la reestructurada Dirección General de Energía - DG ENER, se están desde 2008 publicando informes bajo el Observatorio Europeo de los Mercados de la Energía.)



### **5.3.7) La respuesta a la Comunicación - Plan de Acción del Consejo Europeo (2007 – 2009) Política Energética para Europa:**

La Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo “Una política energética para Europa” que acabamos de ver, sí que recibió una respuesta importante. Y fue por parte del Consejo Europeo, al cual inicialmente, junto con el Parlamento Europeo, fue destinada. Y es que tres meses después de su adopción, es decir en marzo de 2007, se reunieron los Jefes de Estado y/o de Gobierno con el motivo del Consejo Europeo de primavera en Bruselas. En esta sesión se debatieron principalmente cuatro temas, entre los cuales pertenecen: la Estrategia de Lisboa para el Crecimiento y el Empleo, la mejora de la legislación, la política climática y energética integrada, y las relaciones internacionales.

La posición conjunta que se adoptó fue publicada en las **Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de Bruselas, de 8 y 9 de marzo de 2007**. Toda la discusión se inscribe dentro de la dinámica de la Estrategia renovada de Lisboa para el Crecimiento y el Empleo, la cual se toma como base. (A saber, la Estrategia de Lisboa, iniciada en el año 2000, fue renovada y relanzada en 2005 con el objetivo de la recuperación económica general y de la creación de empleo.) En las Conclusiones se apunta que la evolución ha sido muy positiva y que se han conseguido significativos progresos en este sentido. Pero a la vez se anima a proseguir en el trabajo:

*“Esta evolución positiva debería aprovecharse para acelerar el ritmo de modernización de Europa y su economía, contribuyendo así a que la UE consiga unos niveles de prosperidad más elevados, mayor creación de empleo y mayor cohesión social.”<sup>58</sup>*

Las actuaciones concretas que deberían llevarse a cabo para proseguir en la labor y profundizar en la recuperación, se incluyen en las Conclusiones. Se articulan en torno a cuatro temas centrales, los cuales son los siguientes:

#### **1) La Estrategia de Lisboa para el crecimiento y el empleo:**

**La política financiera y económica para el crecimiento y la estabilidad** - es la prioridad número uno entre las medidas a tomar. El Consejo insiste en que las políticas fiscales de los Estados miembros tienen que ser saneadas y bien equilibradas para que todos puedan alcanzar sus objetivos presupuestarios a medio plazo. Pero además, para asegurar la sostenibilidad de las finanzas públicas a largo plazo, es necesario que los

---

<sup>58</sup> CONSEJO EUROPEO DE BRUSELAS, 8 Y 9 DE MARZO DE 2007, CONCLUSIONES DE LA PRESIDENCIA; CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA; Bruselas, 2 de mayo de 2007, (OR. en), 7224/1/07, REV 1, CONCL 1.

Estados miembros emprendan también reformas estructurales (sobre todo de los sistemas de pensiones y de los sistemas sanitarios, así como de su deuda pública).

**Refuerzo del mercado interior y de la competitividad de la UE** - un mercado interior plenamente integrado es esencial para el crecimiento de la economía europea, para la confianza de los consumidores y para la potenciación de la competitividad del conjunto. Se requiere también una mayor integración de los mercados financieros europeos o, por ejemplo, una mayor liberalización de los mercados postales. Los mercados interiores del gas y de la electricidad también tienen que tomar nota, ya que se requiere que funcionen plenamente y de forma interconectada cada uno.

**La investigación, la innovación y la educación** - es un pilar muy importante, sin el que no hay progreso ni perspectivas de futuro. Lo que hace falta es, sobre todo, movilizar más recursos, para llegar a dedicar el 3% del PIB a la investigación y el desarrollo en 2010. Pero también hace falta mejorar la transformación de los resultados de investigación en productos y servicios al alcance de los usuarios finales. Otra cuestión en la que hace falta proseguir es la de los derechos de propiedad intelectual y patentes<sup>59</sup>.

**La modernización del modelo social europeo** - se señala que la evolución positiva de los mercados laborales habrá que compaginar con una organización del trabajo conciliable con la vida familiar. También se menciona el término de la “flexiseguridad<sup>60</sup>”, el cual fue introducido por la Comisión recientemente en la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2007) 359 final - “Hacia los principios comunes de la flexiguridad: más y mejor empleo mediante la flexibilidad y la seguridad”.

---

<sup>59</sup> Actualmente, a principios de 2017, la Comisión está activamente trabajando en la aplicación de un paquete de patentes. Cuando entre en funcionamiento, establecerá una patente europea con efecto unitario ("**Unitary patent**") y un nuevo tribunal de patentes - el Tribunal Unificado de Patentes que ofrecerá una única jurisdicción especializada en patentes. El Consejo Europeo y el Parlamento Europeo llegaron a un acuerdo formal que hizo posible la creación de la patente unitaria a nivel de la UE el 17 de diciembre de 2012, mediante una cooperación reforzada - y es que dos países no han querido formar parte de este paquete de patentes europeos. La excepción es España y Croacia. Todos los demás Estados miembros de la UE participan en la cooperación reforzada. La patente unitaria es un título legal que proporcionará una protección uniforme en los 26 países de la UE, proporcionando grandes ventajas de costes y reduciendo las cargas administrativas.

<sup>60</sup> “**Flexiguridad**” - se trata de la combinación de palabras “flexibilidad” y “seguridad”. Significa un modelo de organización del mercado de trabajo con tres pilares: 1) flexibilidad de los contratos de trabajo; 2) alta seguridad en el sentido de protección social; y 3) política de formación y reinserción laboral muy activa. El concepto aparece por primera vez en 1995 en los Países Bajos.

## **2) La mejora en la legislación:**

El Consejo pone énfasis en que la mejora del entorno regulador es muy importante para promover la competitividad de europea. La reducción de las cargas administrativas junto con un programa de simplificación reguladora en la UE, es necesario para impulsar la economía de Europa. Estas medidas tendrán impacto especialmente en las PYMEs.

El Consejo también propone a la Comisión la creación de un programa de medición de los costes administrativos que tiene la legislación comunitaria a través del sistema de evaluación de impacto.

## **3) La política medioambiental y energética integrada:**

El cambio climático se menciona en primer lugar, como el problema más urgente y más candente. Se destaca el progreso hecho en la concienciación del público y en el conocimiento general de las consecuencias a largo plazo - no solo medioambientales, sino también económicas y sociales que resultan de la degradación del entorno o del aumento de temperatura en el mundo. Y también se repite que, como a la altura de hoy ya es bien sabido, la masiva utilización de los combustibles fósiles es una de las causas principales del cambio climático. Entonces lo que resulta muy evidente, es que las políticas energética y medioambiental tienen que ir acompañada la una de la otra y tienen que potenciarse recíprocamente.

**La protección climática** - la protección medioambiental necesariamente tiene que construirse de manera internacional. La UE por sí sola no es capaz de luchar contra el cambio climático de nuestro planeta. Entonces el modelo ideal para promover la lucha para la protección del medio ambiente es dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Este marco es el propicio para cooperar de manera internacional. Y la UE, siendo una de las economías más grandes y siendo la comunidad de países pioneros en cuanto a la nueva tecnología eficiente y limpia, tiene que tomar un papel de vanguardia mundial, potenciar el esfuerzo común y promover el cambio de paradigma. La UE tiene que dar el ejemplo de una economía de alta eficiencia energética y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Por eso el Consejo apoya el objetivo de una reducción del 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990, de aquí a 2020. Pero para todos los países no será posible seguir estas mismas pautas, por lo que habrá que exigir a los países en vías de desarrollo distintas responsabilidades teniendo en cuenta sus distintas capacidades respectivas.

**La Política Energética** - entonces la protección climática y la Política Energética tienen que ir unidas. Y la Política Energética tiene que incluir medidas de protección medioambiental. Lo que hace falta es luchar conjuntamente contra el cambio climático a través de una Política Energética comprometida con el medio ambiente, reduciendo la dependencia de las fuentes de energía fósiles, aumentando la cuota de energías renovables e implantando tecnología limpia, con bajas emisiones de carbono. Por eso el Consejo Europeo adoptó también el Plan de Acción global en el ámbito de la energía para el período 2007-2009.

**El seguimiento** - el Plan de Acción debería revirse periódicamente, y de manera anual deberían examinarse los resultados y los progresos realizados.

#### **4) Las relaciones internacionales:**

En este apartado se resaltan las cuestiones internacionales del momento - el acuerdo de La Meca sobre la formación de un gobierno palestino de unidad nacional, la Cumbre UE-África, la búsqueda de solución a la crisis política en Líbano, etc.

En esta misma ocasión de la sesión del Consejo Europeo de marzo 2007 en Bruselas, fue aprobado el **Plan de Acción del Consejo Europeo (2007 – 2009) Política Energética para Europa**. El Plan de Acción se publicó en el Anexo I que fue adjunto a las Conclusiones de la Presidencia y se inscribe dentro de las medidas de la política integrada medioambiental y energética que a la vez constituye uno de los puntos clave de las Conclusiones. Se trata de un Plan de Acción global en el ámbito de la energía, está diseñado para el período 2007-2009 y se basa en las actuaciones propuestas en el paquete de medidas sobre la energía presentado en la Comunicación de la Comisión COM (2007) 1 final, del 10 de enero de 2007, el cual asimismo se inscribe en la dinámica iniciada por el Libro Verde sobre una estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura, de marzo de 2006.

En síntesis, el Plan de Acción señala el camino a seguir para lograr la plena realización y el funcionamiento eficiente del mercado interior europeo del gas natural y de la electricidad. Para esto se requiere, entre otras cosas, que el mercado sea más integrado e interconectado físicamente al nivel europeo. El Plan de Acción también propone el nombramiento de unos coordinadores europeos en el ámbito energético para los proyectos de interés prioritario. También se aborda la cuestión crucial de la seguridad del suministro y se está planteando qué hacer en el caso de una posible crisis energética. En este ámbito, el Consejo Europeo pone

énfasis en el uso completo de todos los instrumentos disponibles para mejorar la cooperación bilateral de la UE con los países exportadores de energía, y para garantizar la fiabilidad de los flujos del suministro de energía hacia la UE. El Plan de Acción establece directrices para que la UE elabore una política internacional energética coherente y con unos objetivos unificados y claros. En el Plan de Acción se establecen metas cuantitativas ambiciosas en el ámbito de la eficiencia energética, de las energías renovables y también del uso de biocarburantes. Asimismo, se aboga por la elaboración del Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas (EETE), incluida la captura y almacenamiento de dióxido de carbono, para ser discutido por el Consejo Europeo de primavera de 2008.

Para ser más concretos, el Plan de Acción energético propone cinco ámbitos de actuación específicos, necesarios para la consecución de los objetivos energéticos comunitarios – la competitividad, la seguridad de abastecimiento y la sostenibilidad:

- **El mercado interior de gas y de electricidad:**

Se llama la atención sobre el problema primordial y más evidente, y es que a la altura de 2007 todavía no se ha conseguido que el mercado interior de gas y de electricidad sea realmente unificado y liberalizado y que funcione eficientemente. Se destaca que hace falta sobre todo cumplir con la legislación ya existente, garantizar que se respeten las normas de competencia establecidas, pero también armonizar las distintas normativas nacionales. Otra cuestión urgente es la de mejorar la interconexión de las redes europeas. Y también hace falta promover más y mejor la I+D+i.

Otro problema es que, teniendo en cuenta las características específicas del mercado de gas y de electricidad, hace falta garantizar de manera más efectiva la separación de la producción y suministro por una parte, y la gestión de las redes de transporte por otra parte (“unbundling”). También es necesario definir mejor el funcionamiento y garantizar la independencia de las autoridades nacionales de regulación de la energía, así como la efectiva cooperación de éstas entre sí. Esta última es una cuestión importante para la consecución de la coordinación de dichas agencias en lo referente a cuestiones transfronterizas.

Hace falta potenciar la interconexión transfronteriza y la cooperación entre regiones en materia de la energía. Y en cuanto al comercio transfronterizo de electricidad, se destaca que hace falta proseguir en la creación de un sistema más integrado y con una normativa armonizada y mejor definida. Pero también que hace falta unificar el marco común a la hora de elaboración de normas técnicas. Y finalmente se urge acelerar los

proyectos prioritarios de interconexión de interés europeo. Se mencionan<sup>61</sup> los siguientes proyectos: el enlace de alta tensión entre Alemania, Polonia y Lituania; las conexiones a la energía eólica marina en Europa del Norte; las interconexiones de electricidad entre Francia y España; y el gasoducto Nabucco, que debería transportar gas desde el mar Caspio a Europa Central.

Por otra parte, se propone la creación de un nuevo organismo europeo de gestión de las redes de transporte - un mecanismo a través del cual los operadores de sistemas de transporte puedan coordinar el funcionamiento de las redes<sup>62</sup>. La finalidad de esta medida es la de velar por la seguridad de las redes y, por ende, del suministro a los consumidores finales.

Finalmente se insiste en la importancia de la transparencia del mercado energético y en la protección del consumidor. Se propone la elaboración de una Carta de los Consumidores de Energía. (Ésta finalmente fue adoptada un año más tarde, mediante la Resolución del Parlamento Europeo, de 19 de junio de 2008, sobre una Carta Europea de los Derechos de los Consumidores de Energía).

- **La seguridad abastecimiento:**

En primer lugar, se habla de la necesidad de reforzar la seguridad de abastecimiento para el conjunto de la Unión Europea. Según el Consejo, varias actuaciones son muy necesarias de llevar a cabo o potenciar. Entre las actuaciones más urgentes ocupa un lugar prioritario la diversificación. Se trata tanto de diversificación de las fuentes de energía, como de las regiones proveedores, o de las rutas de camino del suministro. A continuación, se resalta el mecanismo de solidaridad energética entre los Estados miembros en caso de una crisis del suministro. Se habla de la capacidad de respuesta a la crisis mediante los mecanismos existentes. Se incita a la revisión de éstos por parte de cada Estado miembro - hace falta una revisión de las infraestructuras de suministro o de las capacidades de almacenamiento de las reservas gas y de petróleo. Los mecanismos

---

<sup>61</sup> El plan de Acción en este punto hace referencia a la Decisión 1364/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se establecen orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía.

<sup>62</sup> Finalmente fueron establecidas dentro del tercer paquete de medidas de la UE para el mercado interno de la energía en 2009 la Red Europea de Operadores de Redes de Transporte de Electricidad (**ENTSO-E**), en inglés *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (representa a 42 operadores de redes de transporte de electricidad de 35 países de toda Europa, extendiéndose así más allá de las fronteras de la UE) y la Red Europea de Operadores de Redes de Transporte de Gas (**ENTSO-G**), en inglés *European Network of Transmission System Operators for Gas* (representa a 43 operadores de redes de transporte de gas y 3 operadores asociados de 26 países de la UE).

de alerta son una herramienta muy útil a la hora de efectuar una respuesta a tiempo. Para eso se debe hacer uso de la red de corresponsales de seguridad energética<sup>63</sup>, pero también se propone la creación de un Observatorio de la Energía dentro de la Comisión Europea.

- **La eficiencia energética y las energías renovables:**

El Consejo Europeo espera que un desarrollo sustancial de la eficiencia energética y de las energías renovables finalmente garantice el aumento de la seguridad energética en Europa y ayude en la lucha contra el cambio climático.

Por eso se destaca la necesidad de utilizar la energía de manera más eficiente, de promover más inversión en las tecnologías eficientes y en la investigación de éstas, de promover la implantación de la energía procedente de fuentes de energía renovables, incluidos los combustibles renovables biológicos, etc. Con eso, el Consejo pretende luchar contra el cambio climático y el calentamiento global, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y de los demás gases de efecto invernadero, pero también reducir la dependencia energética exterior de la UE y aumentar la diversificación y la seguridad del suministro.

Por lo tanto, el Consejo Europeo insiste en la necesidad de cumplir con el objetivo del 20% de aumento de eficiencia energética y del 20% de la participación de energías renovables en el consumo energético final para el año 2020 (así como el 10% de biocarburantes en el transporte), establecidos en el Libro Verde sobre la eficiencia energética. Para este fin los Estados miembros deben desarrollar sus Planes de Acción nacionales en materia de eficiencia energética<sup>64</sup> que incluyan estos objetivos cuantitativos. (Aunque a la hora de establecer cuotas para cada Estado miembro habrá que tener en cuenta sus distintos puntos de partida y sus distintas capacidades y condiciones naturales.) Hace falta que los Estados miembros incluyan en sus respectivos Planes de Acción nacionales medidas pertinentes en el campo de la eficiencia energética

---

<sup>63</sup> Para facilitar el intercambio de información acerca de la seguridad energética, “la Comisión, la Presidencia del Consejo y la Secretaría General del Consejo están preparando el establecimiento de una red de corresponsales en materia de energía para ayudar a la UE a responder y reaccionar con rapidez en caso de que la seguridad energética esté amenazada.” (COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO Relaciones exteriores en materia de energía - de los principios a la acción, COM (2006) 590 final, Bruselas, 12.10.2006.)

La Red de Corresponsales de Seguridad Energética de la UE - en inglés “EU Network of Energy Security Correspondents” (NESC), está compuesta por representantes de todos los Estados miembros, la Comisión Europea y la Secretaría del Consejo. Los miembros de esta red se reunieron por primera vez el 10 de mayo de 2007 en Bruselas.

<sup>64</sup> La elaboración de los Planes de Acción nacionales en materia de eficiencia energética al final se plasmó en la Directiva 2009/28/CE sobre las energías renovables - vista en el Capítulo 3.



en el sector del transporte, los edificios y los aparatos eléctricos, así como en la innovación y el desarrollo de tecnologías eficientes energéticamente o que promuevan el cambio de los hábitos de los consumidores.

También se destaca el papel importante del mercado de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero, y el impacto positivo sobre la reducción de dichos gases justamente mediante los mecanismos de mercado.

Finalmente se menciona que una nueva Directiva referente a las energías renovables debería ser elaborada para aportar más coherencia (lo que se formalizó tras la aprobación de la segunda Directiva sobre energías renovables, la Directiva 2009/28/CE).

- **Política internacional en materia de energía:**

Es imprescindible acelerar la elaboración de la Política Energética exterior común y empezar ya, de manera más clara y eficiente y desde una postura unificada, a establecer el diálogo energético con países productores y exportadores de energía, así como con países de tránsito. Hace falta empezar a hablar desde una postura común y actuar conjuntamente, para defender los intereses comunitarios. Es muy importante dejar de lado los intereses particulares de los distintos Estados miembros que puedan ser contradictorios y pueden incluso llegar a perjudicar al conjunto.

Entre las actuaciones concretas propuestas por el Consejo, que hace falta emprender lo antes posible, se destaca sobre todo la necesidad de negociar y ratificar un nuevo acuerdo con Rusia. También se requiere fortalecer e intensificar las relaciones estratégicas con Asia central, las regiones del Mar Caspio y del Mar Negro. También se debería incluir a Noruega, Turquía, Ucrania y Moldavia en las actuaciones energéticas comunitarias. Y establecer diálogo y firmar acuerdos bilaterales con los Estados Unidos China, con India y con Brasil sobre la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, la eficiencia energética y las energías renovables. Otra cuestión es la de aprovechar plenamente las posibilidades de la Política Europea de Vecindad y fortalece las relaciones estratégicas con los países del Magreb (sobre todo con Argelia y Egipto) para poner en marcha proyectos comunes de energías renovables; etc.

- **Las tecnologías energéticas:**

Las nuevas tecnologías energéticas forman parte del repertorio de las soluciones, sobre todo a medio y largo plazo. Por eso, la importancia de la investigación y del desarrollo en este campo se pone de evidencia, ya que justamente gracias a la I+D+i en las tecnologías energéticas es como se pretende hacer frente a una buena parte de los problemas

energéticos y medioambientales. La tecnología debería ayudar a conseguir los objetivos como la eficiencia energética en general, las mejoras en el rendimiento energético, el aprovechamiento del potencial y la reducción de los precios de las energías renovables, la energía procedente de fuentes fósiles limpia (gracias a la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>), etc. Se menciona también la energía nuclear como una posibilidad y opción a la hora de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. En este campo, y no solo en el caso de los Estados miembros que decidan optar por el uso de la energía nuclear, la tecnología también tiene que ayudar a resolver los problemas relacionados con los residuos radioactivos.

Finalmente, tal y como se mencionó en la Comunicación de la Comisión del 10 de enero de 2007, en el Consejo Europeo de primavera de 2008 debería proponerse la aprobación de un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética. (Esta intención finalmente se plasmó en la Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2007) 723 final, de 22 de noviembre de 2007, “Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE) - Hacia un futuro con baja emisión de carbono”.)

El Plan de Acción global en el ámbito de la energía para el período 2007-2009 supuso un paso muy importante en la elaboración de la Política Energética Europea, la cual fue finalmente aprobada, tras un largo recorrido que se acaba de ver, en diciembre de 2007. La Política Energética Europea luego se formalizó tras la firma del Tratado de Lisboa, como se verá en el capítulo siguiente.

Y para concluir, como bien apunta la Comisión<sup>65</sup>, de todos estos textos y documentos vistos se desprende que los tres objetivos de la política energética - competitividad, seguridad del suministro y sostenibilidad - están estrechamente relacionados y son complementarios. Los mercados competitivos ofrecen las señales necesarias para la inversión, que lleva a la seguridad del suministro de la manera más rentable. Del mismo modo, la creación de un mercado interior competitivo permitirá a las empresas energéticas de la Unión operar en un mercado más amplio, lo que mejorará su capacidad de contribuir a la seguridad del suministro. Al mismo tiempo, las fuerzas del mercado obligan a los operadores europeos a utilizar los métodos de producción más rentables que, en un marco regulador apropiado, pueden contribuir a la sostenibilidad. Si se

---

<sup>65</sup> En la Comunicación de la Comisión COM (2006) 851 final - *Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad - Informe final.*

cumplen estos requisitos, los consumidores podrán elegir entre distintos proveedores y modalidades de contrato y de esta manera podrían reducir sus costes de electricidad y gas y adaptar su consumo a la evolución del mercado. Unos precios competitivos que reflejen los costes de producción contribuirán a fomentar el rendimiento energético, lo que puede a su vez contribuir a reducir la dependencia de los proveedores exteriores y a la consecución de los objetivos de la Unión Europea.

Y, para terminar, como bien apunta la Comisión en la Comunicación arriba vista, en el apartado dedicado a los retos:

*“Europa necesita intervenir urgentemente, y de forma concertada, si quiere conseguir una energía sostenible, segura y competitiva. Si lo hace, su actuación supondría una vuelta a sus raíces. Con el Tratado del Carbón y del Acero, de 1952, y con el Tratado Euratom, de 1957, los Estados miembros fundadores reconocían la necesidad de adoptar un enfoque común a los problemas de la energía. Los mercados energéticos y las condiciones geopolíticas han cambiado desde entonces, pero la necesidad de una intervención comunitaria es mayor que nunca. (...) La nueva política energética europea debe ser ambiciosa, competitiva y a largo plazo, y beneficiar a todos los europeos.”<sup>66</sup>*

---

<sup>66</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO Y AL PARLAMENTO EUROPEO - UNA POLÍTICA ENERGÉTICA PARA EUROPA; COM (2007) 1 final; COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 10.1.2007.

## **5.4) El nacimiento de la Política Energética de la UE:**

Durante el transcurso del más de medio siglo de la existencia de la Unión Europea (o la CE antiguamente) la necesidad de emprender actuaciones en la materia energética a nivel comunitario se hizo más que evidente. El consumo de energía está a niveles muy altos, la volatilidad de precios de los hidrocarburos o la inestabilidad de las regiones proveedores o de tránsito de energía han sido causa de serios problemas para los Estados miembros, la dependencia energética exterior es un hecho, el deterioro del medio ambiente junto con el cambio climático está íntimamente relacionado con el consumo energético, y la competitividad de la UE depende en gran medida de su capacidad de encontrar respuestas a todos estos retos. Y enumerando los problemas relacionados con la energía que afectan tanto a la vida cotidiana de los ciudadanos europeos como al funcionamiento de toda la UE, se podría seguir hasta crear una lista muy extensa. En resumen, la energía es una cuestión de importancia vital para el funcionamiento de la UE, para la vida de sus ciudadanos, para la competitividad de su economía, o para la producción de su industria y su agricultura.

Pero por bien que las instituciones comunitarias, los representantes políticos y los gobiernos de los Estados miembros estaban desde el principio plenamente conscientes de la importancia de los problemas energéticos, la energía como un capítulo específico nunca se ha incluido dentro del texto de los Tratados. Hasta hace poco legislar sobre la energía ha sido competencia exclusiva de los Estados miembros, los cuales han mantenido bastantes reticencias a la hora de ceder parte de su soberanía en el campo energético. Por una parte, las ideas acerca de la organización del sector energético o las filosofías económicas divergían entre los distintos Estados miembros. Por otra parte, suponían que mantener la independencia energética (entiéndase, en cuanto a la toma de decisiones, no en cuanto al suministro – cosa que sería imposible) era una expresión de soberanía nacional, a la cual no querían aminorar. Otro motivo que se ofrece es que la propia estructura del sector lo impedía en muchas ocasiones, estando en su momento el mercado energético en su mayoría en manos de empresas nacionales con carácter monopolístico u oligopolístico. Puede que sea por la imposibilidad de ponerse de acuerdo sobre temas tan controvertidos y politizados como el uso de la energía nuclear. Lo cierto es que el camino hacia la Política Energética Europea ha sido muy largo y muy difícil.

Como hemos analizado a lo largo del Capítulo anterior, la Comisión, consciente de la necesidad de actuar, publicó una serie de textos (Libros Blancos, Libros Verdes o Comunicaciones) y también elaboró y aprobó una serie de Directivas. Pero lo cierto es que hasta

el momento no existía una base jurídica comunitaria que regulara la materia de la energía - la energía no se incluía explícitamente en ningún texto del Derecho comunitario primario. Eso en la práctica significa que hasta el momento toda la legislación tenía que hacerse indirectamente, a través del mercado común, del medio ambiente, la investigación, la fiscalidad, etc. Por eso el impacto de los Libros, las Comunicaciones y los demás documentos elaborados por la Comisión muchas veces no llegó a ser el esperado. Muchas veces todo quedó solamente en una especie de declaración de intenciones y de objetivos comunes, con una respuesta real muy limitada por parte de los Estados miembros. Comprometerse a elaborar políticas coordinadas o planes nacionales, y poco más. Caso distinto es el de las Directivas - aquí las intenciones sí que consiguieron materializarse, lo que supuso un gran avance. La razón es que la Directiva implica una obligación de resultados por parte de los Estados miembros. Pero aun así, lo cierto es que muchas veces el valor ejecutivo de las normas quedaba bastante limitado y debilitado. (Como ejemplo más claro nos sirve el caso de del mercado interior de electricidad, cuya dificultad de la plena consecución ha sido mencionada infinitas veces. Además, hay que decir que varios Estados miembros tenían abiertos procedimientos de infracción de lo dispuesto en las Directivas ante el Tribunal de Justicia de la UE.<sup>67</sup>)

En resumen, en el panorama legal antes de la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, lo cierto es que no podemos hablar realmente de una Política Energética propiamente dicha. Legislar en materia de la energía en sí estaba bajo la competencia de los Estados miembros y, de todos modos, los Tratados reservaban explícitamente a los Estados miembros la competencia exclusiva en cuanto a las condiciones de explotación de sus recursos naturales, la elección de fuentes de suministro y la estructura general del abastecimiento, es decir el “mix” energético. Se podía establecer normas solo indirectamente, incluyendo a la energía como objetivo final dentro de otro ámbito de políticas relacionadas.

Además, en el caso de que resultara necesario emprender medidas en el ámbito de la energía, y siempre dentro del marco del mercado común, el procedimiento legislativo para la toma de decisiones era el de la unanimidad en el Consejo (procedimiento un tanto complicado), ya que no existía una base jurídica que estableciera lo contrario. Según el artículo 308 TCE:

---

<sup>67</sup> Por ejemplo: “Los Estados miembros debían incorporar a sus ordenamientos jurídicos las Directivas del gas y la electricidad del tercer paquete energético el 3 de marzo de 2011 a más tardar. Hasta la fecha, Bulgaria, Chipre, Eslovaquia, España, Luxemburgo, los Países Bajos y Rumanía no han notificado a la Comisión ninguna medida de transposición de esas Directivas y Estonia solo lo ha hecho en lo relativo a la Directiva del gas. Por consiguiente, la Comisión ha enviado hoy 15 dictámenes motivados a estos ocho Estados miembros y les insta a cumplir su obligación jurídica.” (COMISIÓN EUROPEA – COMUNICADO DE PRENSA: Mercado interior de la energía: el Derecho nacional de ocho Estados miembros sigue sin ajustarse a las normas de la UE; Bruselas, 27 de febrero de 2012.)

*“Cuando una acción de la Comunidad resulte necesaria para lograr, en el funcionamiento del mercado común, uno de los objetivos de la Comunidad, sin que el presente Tratado haya previsto los poderes de acción necesarios al respecto, el Consejo, por unanimidad, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, adoptará las disposiciones pertinentes.”<sup>68</sup>*

El paso definitivo para incluir la energía finalmente entre las políticas comunitarias, es decir para crear una verdadera Política Energética Europea, ya se quiso dar en el año 2004, con la elaboración del **Tratado por el que se establece una Constitución para Europa**. El Tratado constitutivo además iba a ser la culminación de la integración europea alcanzada, paso a paso, durante los últimos más de 50 años. Tenía que fundir los Tratados existentes en un solo texto (con la excepción del Tratado de EURATOM) y tenía que incluir una serie de cambios muy ambiciosos. Los Jefes de Estado y/o de Gobierno adoptaron este texto en el Consejo Europeo de Bruselas en junio de 2004 y a continuación fue firmado el 29 de octubre del mismo año en Roma. Pero cuando se procedió a la ratificación por parte de los Estados miembros (el procedimiento de ratificación podía hacerse o bien mediante una aprobación parlamentaria, o bien mediante un referéndum), el proceso falló tras ser rechazado en la consulta popular en Francia y en los Países Bajos. Entonces el Tratado por el que se establece una Constitución para Europa, o la llamada “Constitución Europea”, finalmente nunca llegó a entrar en vigor.

Después del inesperado fracaso de la ratificación de la “Constitución Europea”, se abrió un período de reflexión, durante el cual se estableció un amplio debate con la ciudadanía europea, para decidir sobre el futuro común de Europa. Entonces, en el primer semestre de 2007, Alemania ostentó la presidencia de la UE y, a instancia del Consejo Europeo, finalmente elaboró un informe sobre el camino a seguir. Este informe, en el que se pretendía salvaguardar al menos la esencia del Tratado Constitucional fracasado, fue el resultado de numerosas reuniones entre los delegados de los 27 Estados miembros y la presidencia alemana. Finalmente, ya bajo la presidencia de Portugal que sucedió a Alemania en el segundo semestre de 2007, se convocó una Conferencia Intergubernamental (CIG), en la cual se elaboró el texto final del Tratado a adoptar. El Consejo Europeo informal celebrado el 18 y 19 de octubre de 2007 en Lisboa aprobó el texto del Tratado, que a continuación pasaría a llamarse el **Tratado de Lisboa**. El 13 de diciembre de 2007 el Tratado de Lisboa fue firmado por los Jefes de Estado o de

---

<sup>68</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO CONSTITUTIVO DE LA COMUNIDAD EUROPEA, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, C 325/33, 24.12.2002, ES.

Gobierno y el 1 de diciembre de 2009 entró en vigor, tal y como está previsto en el artículo 6.2 de sus Disposiciones finales:

*“El presente Tratado entrará en vigor el 1 de enero de 2009, siempre que se hayan depositado todos los instrumentos de ratificación o, en su defecto, el primer día del mes siguiente al del depósito del instrumento de ratificación del último Estado signatario que cumpla dicha formalidad.”<sup>69</sup>*

---

<sup>69</sup> TRATADO DE LISBOA POR EL QUE SE MODIFICAN EL TRATADO DE LA UNIÓN EUROPEA Y EL TRATADO CONSTITUTIVO DE LA COMUNIDAD EUROPEA (2007/C 306/0), Diario Oficial de la Unión Europea, 17.12.2007, ES.



#### **4.4.1) La energía y sus fundamentos jurídicos en el TFUE:**

Por lo tanto, el punto de inflexión en todo el largo y difícil proceso de la creación de la Política Energética Europea vino con la entrada en vigor del Tratado de Lisboa. El Tratado de Lisboa modifica el Tratado de la Unión Europea (TUE) y asimismo modifica y convierte el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea (TCE) en el Tratado del Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). Tanto el modificado TUE como el nuevo TFUE actualmente están en vigor.

A continuación, será imprescindible ver los fundamentos jurídicos concernientes a la energía, establecidos dentro del TFUE:

- **Artículo 4 del TFUE:**

El TFUE en sus artículos 3, 4 y 6 establece un listado de materias en las cuales la UE tiene competencias exclusivas, compartidas y complementarias, respectivamente. La energía ahora por primera vez se ubica dentro de la lista de materias en las que la UE tiene competencias compartidas con los Estados miembros, es decir, tanto la UE como los Estados miembros pueden legislar en dicha materia. En la lista también aparecen las redes transeuropeas, las cuales están intrínsecamente relacionadas con el tema de la energía, ya que las redes energéticas transeuropeas son realmente una herramienta de transporte de la energía a largas distancias y entre los países europeos.

Sin embargo, hablando de las competencias compartidas, la actuación de la UE siempre tiene que atender al principio de subsidiariedad. (Eso significa que la UE emprende actuaciones solamente cuando la acción a nivel supranacional es más eficaz para la consecución de los objetivos señalados que la actuación a nivel estatal, regional o local. En el caso contrario la UE debe abstenerse de llevar a cabo intervenciones.) Entonces si la UE decide actuar en una de las materias incluidas en la lista que se añade a continuación, siempre tiene que justificar la necesidad de hacerlo, ya sea porque solamente de esta manera se consigue la efectividad deseada (por ejemplo el mercado interior), o porque se trata de un problema supranacional (por ejemplo el medio ambiente). En todas estas materias la UE suele legislar mediante las Directivas, aunque no se descartan otros instrumentos normativos.

Las materias en las que la UE posee competencias compartidas con los Estados miembros, tal y como se establece en el artículo 4 del TFUE, son las siguientes:

- el mercado interior;
- la política social, en los aspectos definidos en el Tratado;
- la cohesión económica, social y territorial;
- la agricultura y la pesca, con exclusión de la conservación de los recursos biológicos marinos;
- el medio ambiente;
- la protección de los consumidores;
- los transportes;
- las redes transeuropeas;
- **la energía;**
- el espacio de libertad, seguridad y justicia;
- los asuntos comunes de seguridad en materia de salud pública;
- la investigación, el desarrollo tecnológico, el espacio;
- cooperación al desarrollo y ayuda humanitaria.

Entonces, a partir de ahora la energía definitivamente pertenece entre las materias, en las cuales la UE tiene competencias compartidas con los Estados miembros.

- **Título XXI - Energía (artículo 194 del TFUE):**

Luego dentro de la misma estructura del TFUE por fin se desarrolla la energía como una de las políticas de la UE, en concreto se ubica dentro de la Tercera Parte dedicada a Políticas y Acciones Internas de la Unión, cuyo **Título XXI** está dedicado expresamente a la energía, y que sucede inmediatamente al Título sobre el medio ambiente. El **artículo 194 del TFUE** es el que por primera vez recoge de manera directa y explícita las actuaciones de la UE en la materia energética en un texto legal originario:

*“1) En el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, la Política Energética de la Unión tendrá por objetivo, con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros:*

- a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;*
- b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión;*
- c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y*

*d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.<sup>70</sup>»*

Entonces el art. 194 del TFUE no solo establece, o reafirma, la existencia de la Política Energética de la Unión, sino que también anuncia los objetivos principales de ésta. Como hemos visto a lo largo de las páginas de este Capítulo, los objetivos realmente son numerosos y podrían constituir una lista muy larga. Sin embargo, el nuevo TFUE los resume en cuatro puntos básicos: el mercado energético (la competitividad); la seguridad del abastecimiento; la eficiencia + el ahorro energético + las energías renovables (léase, sostenibilidad); la interconexión de las redes (que contribuye tanto a la competitividad como a la seguridad). Además, al principio del artículo se destaca de nuevo la importancia del medio ambiente, de la idea de solidaridad entre los Estados miembros, y se vuelve a darle prioridad al mercado interior energético.

El artículo 194 del TFUE establece también el procedimiento por el que se adoptarán las decisiones:

*“2) Sin perjuicio de la aplicación de otras disposiciones de los Tratados, el Parlamento Europeo y el Consejo establecerán, con arreglo al procedimiento legislativo ordinario, las medidas necesarias para alcanzar los objetivos mencionados en el apartado 1. Dichas medidas se adoptarán previa consulta al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones.*

*No afectarán al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético, sin perjuicio de la letra c) del apartado 2 del artículo 192.*

*3) No obstante lo dispuesto en el apartado 2, el Consejo, con arreglo a un procedimiento legislativo especial, por unanimidad y previa consulta al Parlamento Europeo, establecerá las medidas mencionadas en ese apartado cuando sean esencialmente de carácter fiscal.”*

Se fija que por regla general será el procedimiento legislativo ordinario el que regirá la toma de decisiones - se requiere la mayoría cualificada en el Consejo (consultando previamente al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones), a diferencia del procedimiento que había que adoptar antiguamente y que requería la unanimidad en el Consejo.

---

<sup>70</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA, Diario Oficial de la Unión Europea, C 326/47, 26.10.2012, ES. Artículo 194.

Asimismo, se mantiene la cláusula de la soberanía de los Estados miembros en tres puntos concretos, en los que ya anteriormente tenían competencia exclusiva. Dichas materias son: las condiciones de explotación de recursos naturales, la elección de fuentes de suministro, y la estructura general del abastecimiento. Entonces la elección del mix energético final sigue siendo una decisión que les concierne a los Estados miembros, igual que las medidas relacionadas con la estructura del aprovisionamiento y con la utilización de los recursos naturales de cada país (salvo medidas que afecten estas materias pero que sean solamente de carácter fiscal - éstas se pueden adoptar, pero solo con unanimidad en el Consejo y previa consulta al Parlamento Europeo).

- **Artículo 192 del TFUE:**

En los párrafos anteriores, dedicados al procedimiento de adopción de decisiones y a los requerimientos a la hora de la votación en el Consejo, se estipula que por regla general son los Estados miembros los que tienen derecho a determinar de manera exclusiva las tres cuestiones clave enumeradas en el apartado 2 del art. 194. Es decir, las condiciones de explotación de sus recursos naturales energéticos, su mix energético final y su estructura del abastecimiento. Sin embargo, a continuación se menciona que todo esto es cierto, *“sin perjuicio de la letra c) del apartado 2 del artículo 192”*. Por eso habrá que acudir a la letra c) del apartado 2 del artículo 192 para ver qué aporta exactamente:

*“2.) (...) el Consejo, por unanimidad con arreglo a un procedimiento legislativo especial, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, adoptará:*

*a) disposiciones esencialmente de carácter fiscal*

*(...)*

*c) las medidas que afecten de forma significativa a la elección por un Estado miembro entre diferentes fuentes de energía y a la estructura general de su abastecimiento energético.”*

Entonces se vuelve a mencionar que la exclusividad a la hora de la toma de decisiones en estas materias relativas a la energía no tiene que recaer siempre solamente encima de los Estados miembros, a pesar de que por regla general así debería ser. Ya que, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, el Consejo, si alcanza la unanimidad, sí que puede adoptar decisiones incluso en los campos donde normalmente les concierne a los Estados miembros.

En primer lugar, la cláusula de la exclusividad se puede romper en el caso de que se tratase de medidas de carácter fiscal - tal y como ya se ha visto en el artículo 194, apartado 3. Pero al final vemos que, si se cumplen los requisitos procedimentales, se pueden tomar decisiones sobre cuestiones energéticas incluso en cuanto a los puntos concretos que el apartado 2 del art. 194 reservaba únicamente a los Estados miembros. Es decir, se pueden adoptar decisiones sobre el mix energético final de los Estados y sobre su estructura del abastecimiento. (La explotación de los recursos energéticos nacionales aquí no se menciona, por alguna razón.) Aunque no se dice expresamente que se puedan adoptar decisiones sobre dichas materias, sino que se utiliza la expresión “*las medidas que afecten de forma significativa*” a dichas materias. No obstante, el alcance real de este matiz puede ser solo especulativo.

- **Artículo 122 del TFUE:**

Éste se inscribe en el TFUE dentro del título VIII Política Económica y Monetaria, en el Capítulo 1 - Política Económica. Primero hay que ver, que en el primer apartado del art. 5 del TFUE se establece que:

*“Los Estados miembros coordinarán sus políticas económicas en el seno de la Unión. Con este fin, el Consejo adoptará medidas, en particular las orientaciones generales de dichas políticas.”<sup>71</sup>*

Entonces resulta que la Política Económica no pertenece ni dentro de las políticas con competencias exclusivas de la UE (art. 3 del TFUE), ni dentro de las competencias compartidas (art. 4 del TFUE), ni tampoco dentro de las competencias complementarias, o de apoyo (art. 6 del TFUE). Sino que se ubica bajo el art. 5 del TFUE, del cual, como acabamos de ver, resulta que las políticas económicas están bajo la responsabilidad de cada Estado miembro y el papel de la UE es solo de establecer orientaciones generales comunes, con vistas a contribuir a la realización de los objetivos de la Unión. Pero las políticas económicas de los Estados miembros se consideran como una cuestión de interés común, por lo tanto, los Estados deberían coordinar sus políticas económicas entre sí en el seno del Consejo (tal y como lo prevé el art. 121 del TFUE).

Por lo tanto, el es Consejo, a propuesta de la Comisión, quien debe establecer medidas que, en casos y con procedimientos establecidos por los Tratados, afecten las políticas

---

<sup>71</sup> Ibidem. Artículo 4.

económicas de los Estados miembros. Este es el caso, por ejemplo, de las medidas que puede adoptar el Consejo en una situación de dificultades graves, o serio riesgo de dificultades graves, que pongan en peligro el suministro energético. Se resalta la importancia del espíritu de solidaridad entre los Estados miembros. Y también se dispone que la UE puede poner en marcha una ayuda financiera en determinados casos en los que esto ocurriese:

*“1.) Sin perjuicio de los demás procedimientos establecidos en los Tratados, el Consejo, a propuesta de la Comisión, podrá decidir, con un espíritu de solidaridad entre Estados miembros, medidas adecuadas a la situación económica, en particular si surgieren dificultades graves en el suministro de determinados productos, especialmente en el ámbito de la energía.*

*2.) En caso de dificultades o en caso de serio riesgo de dificultades graves en un Estado miembro, ocasionadas por catástrofes naturales o acontecimientos excepcionales que dicho Estado no pudiese controlar, el Consejo, a propuesta de la Comisión, podrá acordar, en determinadas condiciones, una ayuda financiera de la Unión al Estado miembro en cuestión. El Presidente del Consejo informará al Parlamento Europeo acerca de la decisión tomada.”<sup>72</sup>*

- **Título XVI - Redes transeuropeas (artículos 170-172 del TFUE):**

Otra cuestión regulada en el TFUE que está estrechamente relacionada con la energía en sí, son las redes transeuropeas. El Título XVI está dedicado especialmente a éstas y comprende los artículos 170 - 172. A saber, por las redes transeuropeas se entienden las infraestructuras en los sectores de transportes, de las telecomunicaciones y de la energía. El papel de la Unión es el de apoyar y contribuir al establecimiento y al desarrollo de éstas.

En el art. 170 se resalta la importancia de la interconexión e interoperabilidad de las redes al nivel de la UE, ya que solamente así se puede conseguir que el espacio sin fronteras interiores y el mercado único funcionen de manera real y efectiva. Y es que solamente cuando las redes estén interconectadas, los mercados pueden ser realmente abiertos y competitivos. También se menciona la necesidad de unir de esta manera, a través de las redes, las regiones periféricas con las zonas centrales de la UE.

---

<sup>72</sup> Ibidem. Artículo 122.

A continuación, en el art. 171 del TFUE, se establece una serie de medidas a tomar para alcanzar los objetivos mencionados. Entre éstas pertenece: elaboración de un conjunto de orientaciones y la identificación de proyectos de interés común; armonización de las normas técnicas necesaria para asegurar la interoperabilidad de las redes; apoyo a dichos proyectos de interés común, incluyendo también una contribución financiera por medio del Fondo de Cohesión (pero siempre teniendo en cuenta la viabilidad económica de estos proyectos); fomento de la cooperación y coordinación entre los Estados miembros; posibilidad de cooperar con terceros países para el fomento de proyectos de interés común.

Y por último, en el artículo 172 del TFUE se establece que la fórmula para la toma de decisiones relativas a las orientaciones y demás medidas incluidas en el artículo anterior, será el procedimiento legislativo ordinario en el Consejo, previa consulta al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, y pasado por el trámite parlamentario. También se sigue el requisito de la aprobación del Estado miembro en cuestión que quede afectado por las medidas adoptadas.

Y para concluir, hay que decir que el resultado de todo este proceso es que la energía por fin tiene sus fundamentos jurídicos en el seno de la Unión Europea. Los objetivos y las medidas emprendidas antes de la entrada en vigor del Tratado de Lisboa siguen en marcha, solo que ahora ya existe una regulación específica que ampara la actuación directa de la UE en la materia de la energía, por lo que el alcance de las medidas que ya se están desarrollando debería aumentar, y por supuesto debería aumentar el alcance y la profundidad de las medidas adoptadas en el futuro.



## **Capítulo 5: Los programas energéticos**

Como resulta del Capítulo anterior, la entrada en vigor del Tratado de Lisboa y la consiguiente creación de la Política Energética de la Unión Europea, dieron un amparo legal y un apoyo normativo a las actuaciones anteriormente emprendidas y establecieron un nuevo marco en el que se podrán adoptar medidas y políticas futuras. Con todo esto no se cambian ni se derogan las actuaciones que ya se han puesto en marcha, sino que ahora quedan respaldadas y reforzadas.

Pero, consiguientemente, hay que tener en cuenta que muchas de las actuaciones que la UE está llevando a cabo en el campo de la energía, datan de fechas previas a la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, es decir que fueron aprobadas aún con el esquema de trabajo anterior. Como ejemplo puede servir una serie de programas muy importantes llevados a cabo por la UE, que será objeto de análisis de este Capítulo.

Lo cierto es que desde la Unión Europea se desarrolla una serie de Programas Marco para fomentar y apoyar a la I+D+i. Dichos Programas pretenden promover a la investigación, el desarrollo y la innovación mediante la concesión de ayudas comunitarias a proyectos concretos o a pequeñas y medianas empresas (PYMEs), dependiendo de cada Programa en particular. A saber, los Programas Marco son un instrumento de la Unión Europea, mediante el cual se pretende realzar el potencial europeo, conjugar el estímulo de las instituciones europeas con los esfuerzos nacionales y promover la búsqueda de soluciones más efectivas en los ámbitos en los que la Comisión lo considere necesario. Entonces estos planes de actuación se desarrollan en los ámbitos destacados por la Comisión, entre los cuales pertenece también la energía. Se trata de planes plurianuales y son complementarios entre sí. La finalidad última es de reforzar a las políticas comunitarias y de apoyar a los esfuerzos de los Estados miembros por conseguir los objetivos establecidos - incluidos los objetivos en materia de la energía.

En este contexto vamos a analizar tres Programas Marco que incluyen el tema energético: el VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico (con el período de actuación fijado entre 2007 y 2013), el VII Programa Marco de la Energía Atómica (se desarrolla en el período 2007-2011), y el Programa Marco de Competitividad e Innovación (también fijado para 2007-13).

Tanto el VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico, como el Programa Marco de Competitividad e Innovación se inscriben dentro del marco de la Política

Europea de Investigación e Innovación, y son sus principales herramientas de implementación. El VII Programa Marco tiene dos objetivos principales. Por una parte, intenta contribuir al relanzamiento de la competitividad de la UE, para que ésta pueda hacer frente no sólo a sus competidores tradicionales, sino también a los nuevos países emergentes, los cuales desarrollan rápidamente su potencial de producción de bienes de alta tecnología. Y su segundo objetivo es convertir a la UE en la principal potencia mundial en cuanto a la investigación y desarrollo. Por su parte, el Programa Marco de Competitividad e Innovación tiene por objetivo apoyar a las actividades innovadoras y ayudar de esta manera al aumento de la competitividad de las pequeñas y medianas empresas (PYMEs). Luego, el VII Programa Marco de la Energía Atómica, está destinado al apoyo de las actividades de investigación y formación en el ámbito de la energía nuclear.

Los Programas Marco arriba mencionados ya concluyeron (en 2011 el de energía atómica y en 2013 los demás) y actualmente los sucedió un único Programa Marco, el llamado Horizonte 2020. La idea fue la de unir todas las iniciativas bajo un marco común y hacerlo así más fácil y más manejable para los usuarios. Ahora el Horizonte 2020 une la financiación de todos los proyectos bajo sus tres pilares - la Ciencia Excelente, el Liderazgo Industrial y los Retos Sociales (junto con una serie de programas específicos, tales como por ejemplo el Programa Euratom o el Centro Común de Investigación). Su período de actuación está comprendido entre 2014 y 2020 y su presupuesto asciende a casi 80.000 millones de euros.

Aparte, también hace falta ver el Programa Energético Europeo para la Recuperación “PEER”, aprobado en julio de 2009. Se trata de una serie de medidas de apoyo al sector energético afectado por la crisis económica (sobre todo a partir del año 2008). Y su objetivo es conceder ayudas financieras a proyectos de construcción de nuevas infraestructuras, de energías renovables y de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Se trata de un proyecto muy ambicioso y es asimismo el paquete de medidas en el ámbito energético que más financiación europea ha obtenido.

## **5.1) Los Programas Marco:**

Una de las metas comunitarias a largo plazo es convertir a la UE en uno de los principales actores mundiales en el campo de la investigación y del desarrollo tecnológico. Para esto la Unión Europea está llevando a cabo desde el año 1984 una serie de programas, cuyo objetivo es justamente potenciar la investigación y el desarrollo tecnológico - los Programas Marco. Consiguientemente la UE también puso en marcha la Política Europea de Investigación e Innovación, ya que el amparo de una Política común ayuda a una mejor coordinación de las actividades, una utilización de los resultados de la investigación en el ámbito de otras políticas, así como una promoción del papel de la ciencia en el seno de las sociedades modernas. El objetivo de la Política de Investigación e Innovación es asegurar que la UE sea una potencia investigadora a nivel mundial y que la nueva tecnología y el conocimiento sirvan para el progreso económico y social. Este énfasis comunitario se traduce en el actual artículo 179 del TFUE (antiguo artículo 163 TCE):

*“1.) La Unión tendrá por objetivo fortalecer sus bases científicas y tecnológicas, mediante la realización de un Espacio Europeo de Investigación en el que los investigadores, los conocimientos científicos y las tecnologías circulen libremente, y favorecer el desarrollo de su competitividad, incluida la de su industria, así como fomentar las acciones de investigación que se consideren necesarias en virtud de los demás capítulos de los Tratados.*

*2.) A tal fin, la Unión estimulará en todo su territorio a las empresas, incluidas las pequeñas y medianas, a los centros de investigación y a las universidades en sus esfuerzos de investigación y de desarrollo tecnológico de alta calidad; apoyará sus esfuerzos de cooperación con el fin, especialmente, de permitir que los investigadores cooperen libremente por encima de las fronteras y que las empresas aprovechen las posibilidades del mercado interior, en particular por medio de la apertura de la contratación pública nacional, la definición de normas comunes y la supresión de los obstáculos jurídicos y fiscales que se opongan a dicha cooperación.”<sup>73</sup>*

Como se desprende del artículo arriba citado, una de las herramientas de la UE en el campo de la investigación y la innovación es la creación del Espacio Europeo de Investigación (EEI), el cual permitiría la libre circulación de investigadores, conocimientos y tecnología –

---

<sup>73</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA, Diario Oficial de la Unión Europea, C 326/47, 26.10.2012, ES. Artículo 179.

también llamado la “quinta libertad”. (El EEI finalmente se puso en marcha tras la adopción de la Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones COM (2000) 6 final - Hacia un Espacio Europeo de Investigación.)

Entonces, resulta que para conseguir las metas mencionadas, la UE pone en marcha Programas Marco plurianuales y destina una parte de su presupuesto a las actuaciones en el ámbito del desarrollo y del conocimiento. A continuación vamos a analizar los Programas Marco que precedieron directamente al actual esquema de trabajo. Luego, en el apartado siguiente, procederemos a analizar lo que es el Horizonte 2020.

### **5.1.a) VII Programa Marco de investigación, desarrollo tecnológico y demostración:**

El Programa Marco que nos interesa en este apartado es el séptimo en orden, y su período de actuación fue definido entre los años 2007 y 2013. Quedó aprobado por la **Decisión 1982/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de diciembre de 2006 relativa al Séptimo Programa Marco de la Comunidad Europea para acciones de investigación, desarrollo tecnológico y demostración (2007 a 2013)**.

El VII Programa Marco de investigación se desenvuelve dentro del contexto de la Estrategia de Lisboa, aprobada en 2000 y renovada en 2005<sup>74</sup>, cuyo objetivo es asegurar el crecimiento y el empleo en la Unión Europea. Para conseguir tal objetivo, la Comisión pretende reforzar el llamado “triángulo de conocimiento”, cuyos vértices son las políticas de educación, de innovación y de investigación. Según esta estrategia, la investigación y el conocimiento deberían ser los principales motores de la creación de empleo y de la dinamización de la economía europea.

El presupuesto destinado al VII Programa Marco de investigación es de 50.521 millones de euros para todo su período de duración, lo que significa una media de 7.217 millones de euros anuales. Se puede observar un importante aumento de recursos destinados a la investigación, ya que la cantidad presupuestaria empleada en el Programa Marco anterior (el VI Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico para el período 2002 – 2006) fue sólo de 17.500 millones de euros en cuatro años.

El VII Programa Marco de investigación incluye cuatro titulares: *Cooperación, Ideas, Personas y Capacidades*. El primero de los programas, la Cooperación, es el que nos interesa desde el punto de vista energético, ya que uno de los diez campos temáticos a los que se dedica, es precisamente la energía:

- la salud;
- los alimentos, la agricultura y la pesca, y la biotecnología;
- las tecnologías de la información y la comunicación;
- las nanociencias, las nanotecnologías, los materiales y las nuevas tecnologías de producción;
- **la energía;**

---

<sup>74</sup> COMUNICACIÓN AL CONSEJO EUROPEO DE PRIMAVERA COM (2005) 24 final - Trabajando juntos por el crecimiento y el empleo - Relanzamiento de la estrategia de Lisboa (Comunicación del Presidente Barroso de común acuerdo con el Vicepresidente Verheugen); COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 2.2.2005.

- el medio ambiente (incluido el cambio climático);
- el transporte (incluida la aeronáutica);
- las ciencias socioeconómicas y humanidades;
- el espacio;
- la seguridad.

A saber, el programa Cooperación está diseñado para promover la cooperación entre la investigación y la industria a nivel europeo. Consecuentemente, se pretende conseguir que la investigación sea más potente y más efectiva gracias a esta interconexión.

Y en lo que se refiere a la energía, el VII Programa Marco pretende adaptar la estructura energética actual a las necesidades del futuro - gracias a la investigación y al desarrollo tecnológico la energía debería ser más eficiente, menos dependiente de los combustibles fósiles, y menos contaminante. Y es que nos hace falta una energía más diversificada, más segura en cuanto al abastecimiento, más competitiva y con menos costes medioambientales. El presupuesto asignado al ámbito de la energía se fijó en 2.350 millones de euros. Este capítulo luego se desagrega en nueve áreas de investigación concretas:

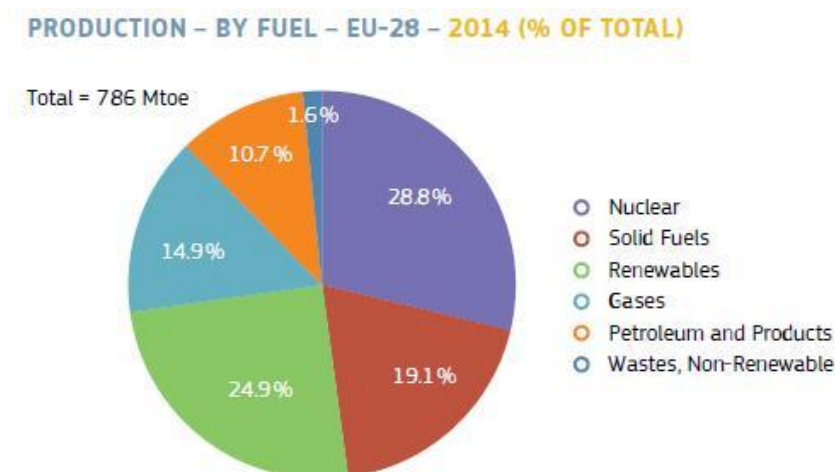
- hidrógeno y pilas de combustible;
- generación de electricidad a partir de fuentes renovables;
- producción de combustible a partir de fuentes renovables;
- fuentes de energía renovables para la calefacción y la refrigeración;
- tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> para la generación de electricidad con emisiones próximas a cero;
- tecnologías del carbón limpias;
- redes de energía inteligentes;
- ahorro de energía y eficiencia energética;
- conocimientos destinados a la elaboración de la política energética.

La UE, y especialmente la Comisión, espera que la investigación y el desarrollo puedan ayudar a alcanzar los objetivos de la Política Energética Europea y que de esta manera, gracias a la promoción de la I+D+i, seamos capaces de responder a una buena parte de los retos de cara al futuro.

### **5.1.b) VII Programa Marco de EURATOM:**

Analizando la energía en la Unión Europea, hay que recordar que aproximadamente una tercera parte de la energía producida, igualmente que casi el 30% de energía eléctrica producida dentro del conjunto de la UE, son de origen nuclear (tal y como se muestra en el Gráfico nº 21).

**Gráfico 21) Producción de energía en la UE 28 - por fuente de energía (2014, en %):**



Fuente: European Commission; *EU Energy in figures - Statistical Pocketbook 2016*; European Union, 2016; Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.

Es obvio que se trata de una fuente de energía con una representación significativa y cuyo uso es una realidad en muchos países de la UE. Es cierto que en la actualidad las opiniones acerca de la conveniencia de este recurso energético varían mucho entre los actores políticos y entre los Estados miembros y existe un amplio debate en la sociedad y a nivel institucional. Pero los números son bastante convincentes, y es que la energía nuclear en la actualidad tiene bastante peso en la estructura energética europea y es más que probable que en el futuro cercano lo siga teniendo.

Como ya hemos visto en el capítulo dedicado a la energía atómica, ésta tiene muchos pros y contras. Por una parte, se trata de una fuente de energía cuyas reservas mundiales están en niveles satisfactorios y bastante bien repartidos por el mundo, lo cual es una razón favorable, ya que el uso de la energía nuclear permite a la UE una mayor diversificación dentro de la estructura energética. También contribuye a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y demás gases de efecto invernadero, gracias a su casi nula emisión de CO<sub>2</sub>. Incluso ayuda a una reducción de



los costes energéticos, ya que, una vez superados los considerables costes de inversión iniciales, se trata de una fuente de energía bastante rentable. Pero por otra parte la energía nuclear puede suponer serio riesgo para la seguridad humana, porque en el caso de un accidente nuclear, las consecuencias son muy graves. (Un argumento en contra que todos tienen muy presente es el ejemplo reciente del accidente en Fukushima.) En el contexto actual se habla incluso del riesgo de un posible ataque terrorista hacia las centrales nucleares. Otro argumento negativo es el de los residuos radioactivos, los cuales constituyen un problema que de momento no tiene una solución satisfactoria del todo. Es decir, existen muchos argumentos a favor y en contra de este tipo de energía y la UE los tiene muy en cuenta a la hora de desarrollar sus estrategias energéticas. Para paliar los tan acusados efectos negativos (el riesgo para la seguridad y los residuos radioactivos), la UE invierte cantidades presupuestarias en la investigación y desarrollo tecnológico en este campo. (Pero hay que recordar que la decisión final sobre el uso de la energía nuclear sigue recayendo en los gobiernos de los Estados miembros.)

Este propósito de disminuir los impactos negativos de la energía nuclear se traduce en el hecho de que el Espacio Europeo de Investigación (EEI) también incluye a la investigación en el campo de la energía atómica. La Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM), por lo tanto, también forma parte del esquema y participa en los programas de la I+D+i. Los Programas Marco que se están llevando a cabo entonces incluyen en sus actuaciones plurianuales también la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías en el ámbito de la energía nuclear.

El VII Programa Marco de EURATOM, que es el que nos interesa, comprende el período 2007-2011, y quedó adoptado por la **Decisión 2006/969/CE del Consejo de 18 de diciembre de 2006, relativa al Séptimo Programa Marco de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) de acciones de investigación y formación en materia nuclear (2007 a 2011)**. El presupuesto que la Comisión Europea destinó al VII Programa Marco de Energía Atómica fue de 2.751 millones de euros. El objetivo de este Programa Marco es invertir en la investigación y conseguir eliminar, o por lo menos disminuir, los efectos negativos de la energía nuclear, hacerla más segura y más eficiente, desarrollar nuevas fórmulas de obtención de energía y explorar nuevas posibilidades tecnológicas y científicas.

El VII Programa Marco de EURATOM se divide en dos programas específicos. El primero de ellos se dedica a la investigación en dos áreas concretas - la energía de fusión; y la energía de fisión y la protección contra las radiaciones:

a) En primer lugar está la partida dedicada a la investigación de la **energía de la fisión y la protección contra las radiaciones**. (La fisión nuclear es la división de núcleos con liberación de cantidad de energía – fuente implantada comúnmente en los reactores ahora.) Según el artículo 2.2.b de la Decisión del Consejo 2006/969/CE, *“se trata de mejorar, en particular, la seguridad, la eficiencia del consumo de recursos y la relación coste/eficacia, fomentando el uso y explotación seguros de la fisión nuclear y otros usos de la radiación en la industria y la medicina”<sup>75</sup>*.

b) La segunda partida de esta área está dedicada a la investigación sobre la **energía de fusión nuclear**. (La fusión nuclear es una reacción termonuclear observada en el sol – a la altura de hoy todavía no tiene utilización comercial, está en fase de experimento y demostración.) Según el artículo 2.2.a de la Decisión del Consejo 2006/969/CE, *“el objetivo de este apartado es desarrollar la tecnología necesaria para lograr una fuente de energía segura, sostenible, respetuosa del medio ambiente y económicamente viable”<sup>76</sup>*. Se podría tratar de una nueva fuente de energía que, si la investigación es fructífera y los resultados son aplicables en la práctica, sería una solución perfecta a una parte importante de los problemas energéticos. Se trataría de una fuente prácticamente ilimitada, limpia y, una vez superados los costes iniciales, muy razonable de precio.

En el ámbito de la energía de fusión hay que destacar el proyecto científico ITER que se está desarrollando conjuntamente por la UE, por los Estados Unidos, Japón, India, Corea del Sur, China y Rusia. Se trata del mayor proyecto de investigación en este campo que jamás ha existido y está auspiciado y financiado en su mayor parte por la UE. El objetivo final es el desarrollo de nuevas fórmulas de obtención de energía a base de la fusión. (El proyecto de investigación ITER se desarrollará a continuación.)

El segundo de los dos programas específicos del VII Programa Marco de EURATOM está dedicado al **Centro Común de Investigación – Joint Research Center (JRC)**. El JRC es una Dirección General de la Comisión Europea, el único servicio de la Comisión encargado directamente de la investigación, cuya misión consiste en proporcionar apoyo científico y técnico para la elaboración, desarrollo, aplicación y supervisión de políticas de la Unión Europea

---

<sup>75</sup> Decisión 2006/969/CE del Consejo de 18 de diciembre de 2006, relativa al Séptimo Programa Marco de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) e acciones de investigación y formación en materia nuclear (2007 a 2011).

<sup>76</sup> Ibidem.

en materia científica y tecnológica. Este programa específico cubre tres áreas de actuación concretas:

- a) La gestión de residuos nucleares y su impacto medioambiental – como se expone en el Anexo de la Decisión 2006/969/CE del Consejo: *“el objetivo es comprender los procesos del combustible nuclear desde la producción de energía a la eliminación de residuos y desarrollar soluciones efectivas para la gestión de residuos nucleares (...)”*<sup>77</sup>
- b) La seguridad operacional nuclear – incluye la investigación de los ciclos del combustible (tanto los actuales como los nuevos) y la investigación sobre la seguridad de los reactores. Este programa también contribuye al *“Foro Internacional de la IV Generación”*. (Se trata de una iniciativa estadounidense iniciada en 2001 y cubre proyectos aplicables a sistemas de energía nuclear. Varios países europeos junto con, por ejemplo, Japón, Corea del Sur, Sudáfrica, Argentina, Brasil o Canadá forman parte. La Comisión en su Decisión C (2002) 4287, de 4 de noviembre de 2002, dictaminó que la Comunidad Europea de la Energía Atómica debería adherirse a dicha iniciativa, lo cual se materializó tras la firma de la Carta del Foro Internacional de la IV Generación en 2003.)
- c) La seguridad física nuclear – se refiere sobre todo a la seguridad de las instalaciones, el control de la radioactividad en el medio ambiente y la aplicación del protocolo y las salvaguardias.

---

<sup>77</sup> Ibidem.

## **El proyecto internacional ITER y la Empresa Común Europea “Fusion for Energy”:**

Como ya se mencionó, dentro del VII Programa Marco de EURATOM, el cual se divide en dos programas específicos, se desarrolla el subprograma dedicado a la energía de fusión nuclear. Esta iniciativa concreta, se inscribe dentro del ámbito de un proyecto internacional muy ambicioso en el que la UE participa mediante el EURATOM. Se trata del proyecto ITER, el cual merece ser tratado con más detenimiento, por ser un proyecto pionero y de suma importancia de cara a la búsqueda de soluciones energéticas de futuro.

Y es que, por una parte, las fuentes fósiles de energía (carbón, petróleo y gas natural) son las que posibilitaron el desarrollo de las civilizaciones modernas, tal y como las conocemos. Pero estas fuentes de energía también presentan una serie de inconvenientes importantes, como hemos visto. No están distribuidas de manera equitativa entre las regiones del mundo, lo cual implica la dependencia energética exterior de Europa, sufren fluctuaciones de precios que generan problemas para las economías de los Estados miembros, pueden generarse incluso crisis de suministro, y también, las fuentes fósiles no son ilimitadas. Además, como se ha demostrado, su utilización tiene impactos muy negativos sobre nuestro medio ambiente - el cambio climático y el calentamiento global, la polución y la degradación medioambientales son las consecuencias. Dichos inconvenientes son causantes de que la energía y su suministro se han convertido en una cuestión muy problemática para la Unión Europea.

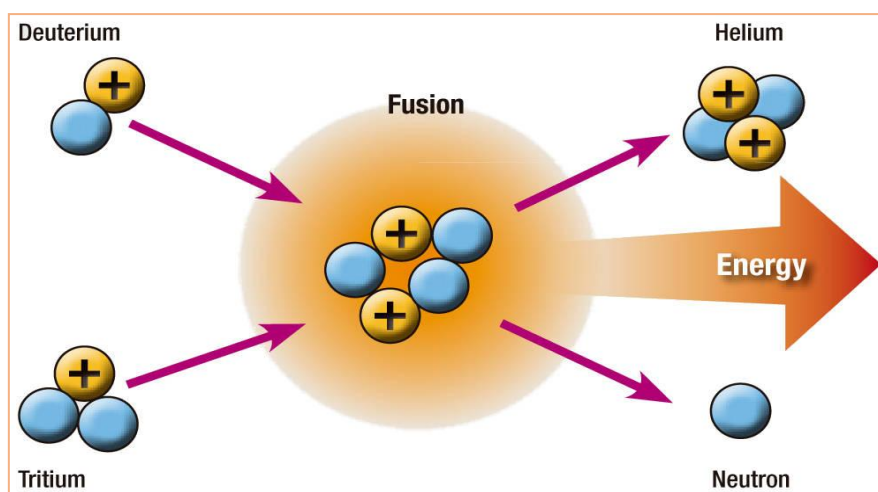
La solución en este momento pasa por utilizar más las fuentes de energía renovables - pero la implantación de éstas de momento no es suficiente para resolver el problema energético. O por recurrir a la energía nuclear (entiéndase, la energía de fisión nuclear). Pero ésta, aunque contribuye a la lucha contra el cambio climático, no resuelve el problema de la dependencia exterior de la UE en sí, presenta otras dificultades relacionadas con los residuos radioactivos, y además está muy cuestionada por razones de la seguridad ciudadana.

Como hemos ido viendo a lo largo de este Capítulo, la Unión Europea confía en una gran medida en el progreso tecnológico de cara a la búsqueda de soluciones al problema energético. Como ya se puso de manifiesto, la UE invierte cantidades presupuestarias importantes en la I+D+i en el campo energético a través de los Programas Marco descritos y otras iniciativas. La UE espera que, mediante el uso de las nuevas tecnologías, pueda en el futuro garantizar que la energía tradicional sea menos contaminante, que la energía procedente de las RES sea más eficiente, que la energía nuclear de fisión conlleve menos riesgo adicional, o que se implanten a nivel comercial los descubrimientos en el ámbito de las nuevas fuentes de energía.

Y precisamente la búsqueda de nuevas fuentes de energía es uno de los objetivos de las investigaciones llevadas a cabo por la UE en el marco de EURATOM y, especialmente, en el ámbito del VII Programa Marco de la Energía Atómica, dentro del subprograma dedicado a la fusión nuclear. Y la fusión, como una nueva fórmula de obtención de energía, es también lo que nos interesa en este epígrafe.

A saber, la fusión nuclear es una reacción física observada en el sol y en las estrellas a muy altas temperaturas, unos 150.000.000°C en el centro del sol (por lo tanto hablamos de una reacción termonuclear). En dicha reacción, gracias a las muy elevadas temperaturas, se unen los isótopos de hidrógeno, concretamente Deuterio y Tritio, y se liberan cantidades muy importantes de energía, y como producto secundario también neutrones y helio. Gráficamente, la reacción se ilustraría de la siguiente manera (tal y como queda representada en la Figura nº 15):

**Figura 15) La fusión nuclear de isótopos de hidrógeno:**



Fuente: <https://nuclear-energy.net/what-is-nuclear-energy/nuclear-fusion>

La fusión nuclear fue observada por primera vez en 1932, y a partir de los años 40 se ha convertido en el objeto de investigaciones. A la fecha de hoy, varias empresas han conseguido llevar a cabo la fusión nuclear en laboratorios, pero aún no se ha conseguido desarrollar esta reacción a gran escala, ni para efectos comerciales, lo cual todavía sigue siendo en fase de investigación y demostración.

La UE forma parte de las investigaciones en el campo de la fusión nuclear desde los años 80, con la misma creación del Proyecto de Investigación ITER. El término ITER fue generado a partir de las siglas del nombre del proyecto en inglés - *International Thermonuclear Experimental*

*Reactor* (en español Reactor Termonuclear Experimental Internacional). Se trata de un proyecto que pretende demostrar que la fusión nuclear es posible no sólo en los laboratorios y en casos aislados, sino que puede ser una nueva fuente de energía, y que en el futuro será posible utilizarla a gran escala y a efectos comerciales. El proyecto ITER también pretende demostrar que la fusión nuclear es una fuente de energía científicamente y tecnológicamente alcanzable, y que es una fuente de energía viable, segura y eficiente. Si las investigaciones confirman todo esto, sería una perfecta solución del problema energético europeo y mundial, ya que se trataría de una fuente de energía segura (no utiliza materias primas radioactivas), limpia (los productos secundarios generados son totalmente inofensivos – helio es lo que se utiliza para hinchar los globos de los niños) e ilimitada (se genera a partir de hidrógeno – para su producción se podría utilizar agua del mar). El único, y más importante, problema es que la reacción precisa de temperaturas extremadamente altas, las cuales son difíciles de conseguir, por lo que las investigaciones son muy costosas, igual que lo sería la posible implantación comercial en su fase inicial.

La idea de la creación de este proyecto data del año 1985, y fue diseñada como un experimento internacional en el ámbito de la energía nuclear para usos pacíficos. Todo empezó con un proyecto de colaboración entre los Estados Unidos, la antigua Unión Soviética, la Unión Europea (mediante EURATOM) y Japón, llevado a cabo bajo los auspicios de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA). Entonces el Secretario General del Partido Comunista de la Unión Soviética Mijail Gorbachov, después de una serie de consultas con el Presidente francés François Mitterrand y con la Primera Ministra británica Margaret Thatcher, propuso al Presidente estadounidense Ronald Reagan la creación de un proyecto internacional, cuyo objetivo sería la investigación en el campo de la energía de la fusión nuclear para fines pacíficos. De esta manera nació el proyecto, aunque no adoptó su forma actual hasta hace unos pocos años.

Concretamente, en el año 2003 se unieron a los esfuerzos también la República Popular de China y la República de Corea, y en el año 2005 se sumó también India. De esta manera colaboran al día de hoy los Estados Unidos, la Unión Europea (a través de EURATOM), Rusia, Japón, China, India y Corea del Sur (y entre 1992 y 2004 participó también Canadá). El Acuerdo ITER fue firmado oficialmente en el Palacio del Elíseo en París el 21 de noviembre de 2006 por los representantes de los siete miembros del ITER. Y finalmente el nacimiento del proyecto culminó el 24 de octubre de 2007, que es cuando, una vez ratificado por los Estados fundadores, el Acuerdo ITER entró en vigor.

La elección del lugar para la construcción del ITER fue un largo procedimiento, el cual fue concluido en 2005, cuando los miembros acordaron por unanimidad el sitio propuesto por la Unión Europea - el proyecto ITER finalmente está ubicado en Cadarache, en el sur de Francia. Actualmente el proyecto todavía sigue en la fase de construcción, la cual empezó en 2010. Los primeros grandes componentes fueron transportados al lugar de la construcción en 2015, y a partir de allí ya empezó el ensamblaje de la maquinaria<sup>78</sup>. La plena operabilidad del ITER está programada para el año 2030 y finalmente se prevé que la energía de fusión generada por este dispositivo debería empezar a abastecer la red eléctrica a partir del año 2040.

La Unión Europea decidió ser la anfitriona del proyecto, ya que, gracias a los problemas energéticos a los que está haciendo frente, está especialmente interesada en los buenos resultados. La UE aceptó, por lo tanto, contraer unas responsabilidades específicas que sobrepasan a las de los demás socios. La UE se comprometió a financiar el 45% de los costes de construcción y en el futuro a sufragar el 34% de los costes del funcionamiento<sup>79</sup>. Asimismo la UE es la responsable de la preparación y coordinación del trabajo, se dedica al diseño, a la investigación y desarrollo y en última instancia a la fabricación de la mayor parte de los componentes *high-technology* necesarios para el funcionamiento del ITER.

---

<sup>78</sup> La tecnología que se utiliza para la fusión nuclear es la llamada máquina **Tokamak**. El Tokamak es una máquina experimental diseñada para aprovechar la energía de la fusión. El término "Tokamak" viene de un acrónimo ruso que significa "cámara toroidal con bobinas magnéticas". Desarrollado por primera vez por los investigadores soviéticos a finales de los años 60, el Tokamak se ha aceptado como el dispositivo con la configuración de la fusión magnética más prometedora.

El corazón del Tokamak es una cámara de vacío de forma redonda. En el interior, bajo la influencia del calor y de la presión extremos, el hidrógeno gaseoso se convierte en plasma. Las partículas del plasma están controladas por unas bobinas magnéticas masivas colocadas alrededor de la cámara para confinar el plasma caliente lejos de las paredes. En estas circunstancias los átomos del hidrógeno pueden fundirse para producir la energía. Luego dentro del Tokamak, la energía producida por la fusión de átomos se absorbe como calor en las paredes del recipiente. Y al igual que una planta de energía convencional, la planta de energía de fusión utilizará este calor para producir vapor y luego electricidad a través de turbinas y generadores.

<https://www.iter.org/>

<sup>79</sup> Pero hay que decir que como consecuencia de sus crecientes costes, la financiación del proyecto ITER está siendo objeto de polémica. De la Comunicación de la Comisión COM (2010) 0226 titulada "Situación del ITER y posibles maneras de avanzar" resultó que el coste del proyecto había superado con creces los cálculos originales. Pero el Consejo en sus conclusiones de 12 de julio de 2010, subrayó su firme compromiso con el ITER y puso de manifiesto su voluntad de responder a los costes de financiación. En diciembre de 2011 se alcanzó finalmente un acuerdo sobre la ampliación de la financiación para el proyecto ITER, con una inyección adicional de fondos. Finalmente, se decidió financiar el proyecto ITER a través de una sección específica del marco financiero plurianual, evitando así su financiación directa con el Programa Euratom, o posteriormente a cargo del programa Horizonte 2020.

<http://www.europarl.europa.eu/portal/es> - Fichas técnicas sobre la Unión Europea - la energía nuclear.



Para su contribución al proyecto ITER la UE creó en 2007 la **Empresa Común Europea para el ITER y el Desarrollo de la Energía de Fusión**, llamada de manera más corta **“Fusion for Energy F4E”**, o también con la abreviatura de **“F4E”**. Ésta fue creada mediante la **Decisión 2007/198/EURATOM del Consejo, de 27 de marzo de 2007, por la que se establece la Empresa Común Europea para el ITER y el Desarrollo de la Energía de Fusión y por la que se le confieren ventajas**. Se trata de una agencia europea<sup>80</sup> creada en el seno de EURATOM, y cuya sede se estableció en España, concretamente en Barcelona. La Empresa Común Europea “Fusion for Energy” se dedica, como su nombre indica, a aportar la contribución de la UE al proyecto internacional de investigación ITER, la cual es, como acaba de verse, mayoritaria. En la Decisión del Consejo por la que se establece esta agencia está previsto que su existencia se limita a un período de 35 años, es decir desde 2007 hasta 2042. La empresa “F4E” está compuesta por los representantes de los 28 Estados miembros de la UE, así como por los representantes de Suiza, y de la Comisión Europea.

Para resumir, podría decirse que el ITER es el proyecto más grande y más ambicioso de investigación en el campo de la energía de fusión que jamás ha existido y que sus resultados, si la investigación es fructífera, supondrían un auténtico hito y una solución única al problema energético. Para asegurar los buenos resultados, la UE decidió ser la parte anfitriona del proyecto y contribuir de manera decisiva a la financiación.

ITER en latín significa “el camino” - el camino hacia una nueva energía y hacia una nueva sociedad que se abastece energéticamente a sí misma, sin dañar al medio ambiente y sin volver a determinar la energía como un problema. Aunque el camino para recorrer hasta llegar a este punto será aún largo, si todo sale bien, el año 2040 es cuando se prevé la plena utilización de esta nueva energía.

---

<sup>80</sup> Las agencias europeas son unos organismos especializados de la UE, creados para desarrollar actividades técnicas, jurídicas, científicas o sociales, y que no forman parte de la estructura institucional europea. Son creadas de manera descentralizada, para que la mayoría de los Estados miembros pueda acoger la sede de alguna de ellas, y cada una tiene su propia personalidad jurídica. Actualmente existen 29 agencias y España es el país que más sedes alberga – en total cuatro.

### **5.1.c) Programa Marco para la Competitividad y la Innovación: Programa *Energía Inteligente – Europa*:**

El Programa Marco para la Competitividad y la Innovación (CIP<sup>81</sup>) se inscribe en la dinámica de la Estrategia de Lisboa renovada, igual que el VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico. La dinamización de la economía europea, el crecimiento y la creación de empleo son las líneas rectoras comunes de todas las actividades englobadas bajo los Programas Marco. Pero en el CIP, a diferencia del Programa Marco mencionado anteriormente, los fondos y las ayudas están destinados prioritariamente a las pequeñas y medianas empresas (PYMEs).

El CIP quedó aprobado por la **Decisión nº 1639/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de octubre de 2006 por la que se establece un Programa Marco para la Innovación y la Competitividad (2007-2013)**. Su período de actuación está comprendido entre los años 2007 y 2013 y cuenta con un presupuesto total de 3.621 millones de euros. El objetivo del CIP es apoyar las actividades de innovación y potenciar la capacidad innovadora y la competitividad de las PYMEs. Por eso el CIP facilita el acceso a la financiación de proyectos y la concesión de ayudas, y ofrece servicios de apoyo a las empresas. La UE pretende desarrollar de esta manera una sociedad basada en el conocimiento, potenciar la implantación de las tecnologías de información y de comunicación (TIC), promover la tecnología eficiente desde el punto de vista energético, promover un mayor uso de las energías renovables, y conseguir el crecimiento económico equilibrado. O, como se estipula en el punto segundo del artículo 2 de la Decisión nº 1639/2006/CE:

*“El Programa Marco contribuirá a la competitividad y a la capacidad innovadora de la Comunidad en calidad de sociedad avanzada del conocimiento, con un desarrollo sostenible basado en un crecimiento económico sólido y una economía social de mercado altamente competitiva, y con un elevado nivel de protección y mejora de la calidad del medio ambiente.”<sup>82</sup>*

En el artículo segundo de la Decisión nº 1639/2006/CE a continuación se recogen los cuatro objetivos específicos del Programa Marco, los cuales son los siguientes:

- a) fomentar la competitividad de las empresas, en especial de las PYMEs;
- b) promover todas las formas de innovación, incluida la innovación ecológica;

---

<sup>81</sup> Programa Marco para la Competitividad y la Innovación - en inglés Competitiveness and Innovation Framework Programme (CIP).

<sup>82</sup> DECISIÓN No 1639/2006/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 24 de octubre de 2006, por la que se establece un Programa Marco para la Innovación y la Competitividad (2007-2013); Diario Oficial de la Unión Europea; 9.11.2006 ES; L 310/15.

c) acelerar el desarrollo de una sociedad de la información sostenible, competitiva, innovadora e inclusiva;

d) promover la eficiencia energética y las fuentes de energía nuevas y renovables en todos los sectores, incluido el transporte.

El Programa Marco para la Competitividad y la Innovación abarca tres áreas principales de actuación o programas operativos:

- **Programa para la Iniciativa Empresarial y la Innovación:**

Este programa operativo está dedicado expresamente a las pequeñas y medianas empresas europeas (incluidas las microempresas y las empresas familiares).

El objetivo general es fomentar la mentalidad y la formación empresariales y la cultura de la innovación. Los objetivos específicos son promover la iniciativa empresarial y la innovación, especialmente la innovación ecológica, y fomentar la competitividad industrial. Y se pretenden poner en marcha acciones para apoyar, mejorar y promover la creación de nuevas PYMEs y el crecimiento de las existentes, así como fomentar todo tipo de innovación empresarial - incluida la reforma económica y administrativa de las empresas. La herramienta de este programa es la concesión de ayudas e inversiones para los proyectos de innovación y en las mejoras de competitividad. Se facilita la financiación y se ofrecen servicios de apoyo a las PYMEs, tales como el asesoramiento y la información sobre las posibilidades del mercado. Se pone mucho énfasis en la innovación ecológica, y asimismo se promueve el intercambio de mejores prácticas entre los Estados miembros.

Para hacer estas actuaciones más accesibles a las PYMEs se ha creado la Red Europea de Empresas – Enterprise Europe Network, la cual ayuda a las PYMEs a aprovechar al máximo el potencial del mercado europeo, trabajando a través de organizaciones empresariales locales - en concreto la Red ayuda a las empresas a implantarse en nuevos mercados, a acceder a la financiación de la UE o a instalar nuevas tecnologías.

- **Programa de Apoyo a la Política en Materia de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC):**

La importancia de las tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC) es evidente, ya que, según la Comisión, justamente éstas son el eje de la economía del conocimiento. Suponen alrededor de la mitad del crecimiento de la productividad en las

economías modernas y proporcionan soluciones únicas para abordar desafíos sociales actuales y del futuro.

El segundo programa específico del Programa Marco pretende apoyar la inversión y la incorporación de las TIC para fomentar la innovación. Se pretende conseguir una mayor incorporación de las TIC en las empresas (sobre todo en las PYMEs) y en los servicios, especialmente los de interés público, creando el mercado interior de productos y servicios de las TIC. Entre otros, también se pretende presentar las oportunidades y los beneficios que las TIC aportan. La intención es mejorar la accesibilidad de las TIC no solo para las empresas, sino también para los ciudadanos y, de esta manera, contribuir a la mejora de la calidad de vida (se habla de la “alfabetización digital”). Y con todo esto, en última instancia, se pretende promover la economía del conocimiento.

De este programa también forma parte una estrategia específica llamada “i2010: Sociedad Europea de Información”, la cual fue adoptada mediante la Comunicación de la Comisión, de 1 de junio de 2005, al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2005) 229 final - “*i2010 - Una sociedad de la información europea para el crecimiento y el empleo*”. Se trata de una iniciativa de la Comisión europea que pretende fomentar el conocimiento y la innovación con el objetivo de promover el crecimiento y la creación de empleo. Los objetivos específicos son los de formar orientaciones políticas generales de la sociedad de la información y los medios de comunicación, asegurar que dicha sociedad de la información sea basada en la inclusión, proporcionar comunicaciones de banda ancha asequibles y seguras, hasta llegar a crear el Espacio Europeo Único de la Información.

- **Programa “Energía Inteligente - Europa”:**

El tercer programa operativo desarrollado en el marco del Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico es el Programa “Energía Inteligente – Europa” (“*Intelligent Energy - Europe*” en inglés). Es éste el programa que más nos interesa desde el punto de vista energético, ya que, como su propio nombre indica, se trata de un programa esencialmente dedicado a los problemas energéticos. El período de actuación establecido fue de 2007 - 13, siguiendo la dinámica del programa del período anterior (2003 – 2006). Entonces, el programa ahora mismo ya está cerrado, pero varios proyectos financiados bajo éste continúan. El presupuesto disponible se estableció en 730 millones de euros, destinados a proyectos procedentes de los Estados miembros

pero también de Noruega, Islandia, Liechtenstein, Croacia y la Antigua República Yugoslava de Macedonia. El presupuesto se repartía mediante convocatorias anuales.

Básicamente, se trata de un programa de apoyo a la eficiencia energética, las fuentes de energía renovables y la diversificación energética. Este programa tiene por objetivo promover proyectos concretos cuya finalidad es la reducción de consumo energético, la mayor eficiencia energética (sobre todo en el transporte y en la construcción de los edificios), y la implantación de energías renovables. Mediante la financiación de este tipo de proyectos la UE pretende aumentar la diversificación de la energía, reducir el consumo, ganar eficiencia energética y aumentar la cuota de energías renovables en el consumo final.

Se han desarrollado tres grandes iniciativas concretas englobadas dentro del proyecto *“Energía Inteligente – Europa”*: el programa *“SAVE” - Eficiencia energética y utilización racional de recursos* (acciones para fomentar la eficiencia energética y la utilización racional de recursos energéticos, sobre todo en los sectores de la construcción y la industria); el programa *“Altener” - Recursos energéticos nuevos y renovables* (acciones para fomentar recursos energéticos nuevos y renovables, sobre todo en sistemas de producción centralizada y descentralizada de electricidad, calor y refrigeración); y el programa *“STEER” - Energía en el transporte* (acciones para fomentar la eficiencia energética y la utilización de fuentes de energía nuevas y renovables en el transporte, sobre todo en cuanto a la diversificación de combustibles y el fomento de los combustibles renovables).

Como decía el lema del proyecto<sup>83</sup>, hay muchas oportunidades sin aprovechar para ahorrar energía y fomentar el uso de fuentes de energía renovables en Europa, pero las condiciones del mercado no siempre ayudan. En conclusión, el proyecto *“Energía inteligente – Europa”* es la herramienta de la Comisión para la financiación de medidas para mejorar estas condiciones y promover una energía más inteligente para Europa.

---

<sup>83</sup> El contenido de la página web de la Comisión dedicada a Energía Inteligente - Europa / Intelligent Energy Europe Programme (IEE), está archivado desde el 01/01/2014.  
[http://ec.europa.eu/cip/iee/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/cip/iee/index_en.htm)

## **5.2) Horizon 2020:**

Los Programas Marco emprendidos hasta ahora, que acabamos de ver en los apartados anteriores, tienen un alcance temporal limitado. Como sabemos, el VII Programa Marco de investigación, desarrollo tecnológico y demostración tiene el período de actuación establecido entre los años 2007 y 2013, igual que el Programa Marco para la Competitividad y la Innovación: Programa *Energía Inteligente – Europa*. En el caso del VII Programa Marco de EURATOM el período es todavía más corto, ya que, si bien empezó igualmente en 2007, su final estaba previsto para el año 2011. Entonces, una vez transcurrido el período establecido, había que ver de qué manera los Programas iban a continuar.

Como consecuencia, en 2011 los Jefes de Estado y de Gobierno de la UE pidieron a la Comisión Europea que reuniera toda la financiación anterior en materia de investigación e innovación dentro de un único marco estratégico común. La Comisión después inició una amplia consulta en la que participaron todas las partes clave interesadas y en la que se les concedió la oportunidad de expresar sus observaciones y propuestas. La Comisión encomendó en septiembre de 2013 al Comité de Industria, Investigación y Energía del Parlamento Europeo que iniciara los trabajos preparatorios. Después de que la Comisión haya compilado todos los comentarios de las partes interesadas, incluidas las recomendaciones del Parlamento Europeo, así como las enseñanzas extraídas de los programas anteriores, la conclusión era obvia. La idea de poner todas las iniciativas dentro de un programa único era acertada, porque el mensaje obtenido era claro - hacer que el instrumento financiero sea más sencillo y manejable para los usuarios. Entonces es lo que ha llevado a la creación del siguiente Programa Marco, que engloba todas las iniciativas bajo un paraguas común y que adoptó el nombre de **Horizon 2020** (en español Horizonte 2020).

El Horizon 2020, denominado también el Programa Marco de Investigación e Innovación de la UE, está establecido para el período 2014 - 2020 y el presupuesto concedido asciende a 80.000 millones de euros. La Dirección General de Investigación e Innovación de la Comisión Europea resume en la introducción de su publicación *Horizon 2020 en breve* la idea general del Programa:

*“Horizonte 2020 es el programa de investigación e innovación más ambicioso puesto en marcha por la Unión Europea (UE) y se espera que dé lugar a más avances, descubrimientos y primicias a nivel mundial, convirtiendo las grandes ideas surgidas de los laboratorios en productos de mercado. Este instrumento está dotado con 80.000 millones de euros que se*

*repartirán durante un periodo de siete años (2014 - 2020) y a los que se sumará la inversión privada y pública (...)*<sup>84</sup>

El Horizon 2020 integra por primera vez todas las fases de la I+D+i en una iniciativa conjunta, desde la generación del conocimiento hasta las actividades más conectadas con el mercado. Se incluye la fase de investigación básica, el desarrollo de nuevas tecnologías, los proyectos de demostración, las líneas piloto de fabricación, las transferencias de tecnología, la normalización, o también el apoyo a las compras públicas pre-comerciales, el sistema de garantías y el capital riesgo, etc.

El Programa Horizonte 2020 incluye tres subprogramas, denominados *Ciencia Excelente*, *Liderazgo Industrial* y *Retos Sociales*, entre los cuales se reparten todos los proyectos financiados:

*“Los pilares básicos de Horizonte 2020 son «Ciencia Excelente», «Liderazgo Industrial» y «Retos de la sociedad». Este instrumento específico de financiación permitirá que las ideas más brillantes lleguen más rápidamente al mercado y puedan aplicarse en ciudades, hospitales, fábricas, tiendas y hogares lo antes posible.*<sup>85</sup>”

El subprograma **Ciencia Excelente** tiene por objetivo potenciar la calidad de la investigación y elevar el nivel de excelencia de la ciencia para garantizar de esta manera la competitividad de la UE a largo plazo. Esto se quiere conseguir mediante el desarrollo del talento y de la creatividad en Europa, el apoyo a las mejores ideas, el acceso de los investigadores a una formación de primera y a las mejores infraestructuras de investigación, la financiación de la investigación colaborativa. Con todo esto se pretende convertir a Europa en un lugar atractivo para los mejores investigadores del mundo. Dentro de la Ciencia Excelente se desarrollan cuatro iniciativas:

- Investigación en el marco del Consejo Europeo de Investigación<sup>86</sup>: Se refiere a una investigación novedosa, en las fronteras del conocimiento, de la que se esperan

---

<sup>84</sup> HORIZON 2020 en breve: El Programa Marco de Investigación e Innovación de la UE; COMISIÓN EUROPEA, Dirección General de Investigación e Innovación; Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea, 2014 - Introducción.

<sup>85</sup> Ibidem - “Qué es Horizonte 2020”.

<sup>86</sup> El Consejo Europeo de Investigación - en inglés European Research Council (ERC) - es una Agencia Ejecutiva de la UE creada por la Comisión, que surgió del Séptimo Programa Marco de Investigación. Su objetivo es apoyar la investigación en las “fronteras del conocimiento”. Según el propio ERC, su misión es



resultados científicos y tecnológicos nuevos y punteros. La financiación es de 13.095 millones de euros.

- Acciones Marie Skłodowska-Curie: Este programa quiere crear el capital humano y apoyar a los investigadores en sus fases iniciales - promueve la formación, las estancias en el extranjero o las prácticas en empresas. La financiación es de 6.162 millones de euros.
- Tecnologías Futuras y Emergentes: Esta iniciativa, en inglés conocida bajo las letras FET (Future Emergent Technologies), tiene por objetivo promover tecnologías radicalmente nuevas mediante la exploración de ideas novedosas y de alto riesgo. Se subdivide en tres actividades - “FET Open” (fomento de nuevas ideas), “FET Proactive” (temas y comunidades emergentes), y “FET Flagships” (grandes retos científicos y tecnológicos interdisciplinarios). La financiación total es de 2.696 millones de euros.
- Infraestructuras de Investigación: Pretende financiar infraestructuras de investigación de gran envergadura, cuyo coste es demasiado alto, y que requieren la colaboración y la inversión internacional. (Por ejemplo, se puede tratar de los láseres de alta potencia.) La financiación es de 2.488 millones de euros.

El subprograma **Liderazgo Industrial** tiene por objetivo movilizar las colaboraciones público-privadas que favorezcan la innovación. Pretende conseguir el liderazgo en las tecnologías industriales y de capacitación, garantizar el acceso a la financiación de riesgo, y potenciar la innovación en las PYME. Se incluyen cuatro áreas específicas de actuación:

- Tecnologías de la información y la comunicación (TIC): Esta iniciativa pretende promover la investigación e innovación en materia de las TIC y se inscribe en la dinámica de la Agenda Digital para Europa. Las principales líneas tecnológicas apoyadas son, por ejemplo, la computación avanzada y tecnologías *cloud*; la robótica y los sistemas autónomos; o la ciberseguridad.
- Nanotecnologías, materiales avanzados, biotecnología y fabricación y transformación avanzadas (NMBP): Se trata de las Tecnologías Facilitadoras Esenciales (Key Enabling Technologies - KET en inglés). La microelectrónica y la nanoelectrónica, la fotónica, la nanotecnología, la biotecnología, los materiales avanzados y los sistemas de fabricación avanzados, son componentes esenciales de este campo.

---

fomentar la investigación de la más alta calidad en Europa mediante la financiación competitiva, y apoyar la investigación en las fronteras del conocimiento impulsada por los investigadores en todos los campos, sobre la base de la excelencia científica.

<https://erc.europa.eu/>

- Espacio: Los objetivos son fomentar la industria espacial europea, impulsar la competitividad europea del sector espacial, promover la colaboración entre el sector espacial y otros sectores, así como asegurar la participación europea en grandes proyectos internacionales en el espacio. El presupuesto estimado dedicado a esta partida es de 1.416 millones de euros.
- Innovación para las PYME y el acceso a la financiación de riesgo: Por una parte, esta iniciativa pretende ayudar a las PYMEs que lo deseen a alcanzar el mercado internacional. Y la segunda vertiente de esta iniciativa es la de ayudar a las empresas a buscar crédito y financiar nuevas ideas de alto riesgo.

El último subprograma, los **Retos Sociales** (o Retos de la Sociedad), forma parte del programa Horizonte 2020. Se busca que la inversión en la I+D+i permita alcanzar los objetivos políticos de la Unión a largo plazo, relacionados con los retos de la sociedad. Este subprograma se compone de siete iniciativas específicas dedicadas a temas concretos, cuya importancia para la sociedad europea es evidente:

- Salud, cambio demográfico y bienestar;
- Seguridad alimentaria, agricultura y silvicultura sostenibles, investigación marina, marítima y de aguas interiores y bioeconomía;
- **Energía segura, limpia y eficiente;**
- Transporte inteligente, ecológico e integrado;
- Acción por el clima, medio ambiente, eficiencia de los recursos y materias primas;
- Europa en un mundo cambiante: Sociedades inclusivas, innovadoras y reflexivas;
- Sociedades seguras: proteger la libertad y la seguridad de Europa y sus ciudadanos.

La energía es inherentemente uno de los puntos desarrollados en el subprograma del Horizonte 2020 dedicado a los retos de la sociedad europea de cara al siglo XXI. La financiación de esta partida asciende a 5.931 millones de euros.

*“El objetivo principal es realizar la transición a un sistema energético fiable, asequible, que goce de aceptación pública, sostenible y competitivo, con el propósito de reducir la dependencia respecto de los combustibles fósiles en un contexto de creciente escasez de recursos, aumento de las necesidades de energía y cambio climático.”<sup>87</sup>*

---

<sup>87</sup> <http://eshorizonte2020.es/>

Portal español del Programa Marco de Investigación e Innovación de la Unión Europea - Ministerio de Economía, Industria y Competitividad - Gobierno de España.

Las principales líneas de actuación en el campo de la energía son:

- La reducción del consumo energético y de la huella de carbono - se quiere conseguir mediante un uso inteligente y sostenible de las fuentes de energía, al que deberían ayudar también las nuevas soluciones tecnológicas.
- Suministro de electricidad a bajo coste y de baja emisión de carbono - se habla principalmente de las posibilidades que brindan las tecnologías eólica y solar, pero no se olvida ni de la energía geotérmica, hidrológica, marina; también se destaca la necesidad y la importancia de las tecnologías de captura y el almacenamiento de carbono (CAC).
- Combustibles alternativos y fuentes de energía móviles - se quiere llegar a que la bioenergía sea competitiva y sostenible, y que las tecnologías basadas en hidrógeno y las pilas de combustible sean comercialmente viables.
- Una red eléctrica europea única e inteligente - es una necesidad para que el mercado eléctrico paneuropeo se haga realidad, que las interconexiones sean fiables y que integren toda la producción renovable posible.
- Nuevos conocimientos y tecnologías - se pretende incluir los nuevos avances de la ciencia también en el campo energético y utilizar las Tecnologías Facilitadoras Esenciales también para la búsqueda de soluciones en esta área.
- Solidez en la toma de decisiones y compromiso público - se trata de proporcionar a los representantes políticos unos análisis fiables de las infraestructuras, de los mercados, o del comportamiento de los consumidores.
- Absorción por el mercado de la innovación energética, capacitación de mercados y consumidores - se trata principalmente de desarrollar, aplicar, compartir y replicar las innovaciones no tecnológicas.

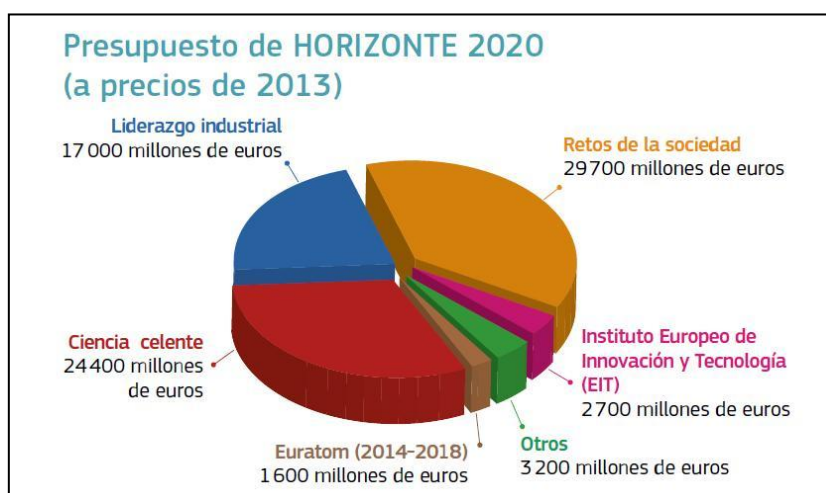
Por último, hace falta mencionar que el programa Horizonte 2020 incluye también en su estructura a la energía atómica, igual que lo hacían los previos Programas Marco. El Horizonte 2020 engloba, además de los tres pilares que acabamos de ver, también otras iniciativas de distinta índole. Bajo este apartado de diversos subprogramas, denominado *Más Europa*, podemos encontrar por ejemplo las actuaciones del Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (EIT), las del Centro Común de Investigación (Joint Research Centre - JRC), o el programa COSME (en inglés, las siglas para *Competitiveness of Enterprises and Small and Medium-sized Enterprises*). Y, consecuentemente, también forman parte de este apartado las iniciativas desarrolladas en el campo de la energía atómica. El Horizonte 2020 resume las iniciativas de investigación nucleares bajo un nombre elocuente - **Programa “Euratom”**.

La financiación de esta partida asciende a 1.603 millones de euros. El Programa “Euratom” es un programa complementario para la investigación y la formación en materia nuclear. Su objetivo es llevar a cabo actividades de investigación y formación en el campo nuclear, y también en materia de la mejora continua de la seguridad nuclear y la protección contra las radiaciones. Pero también pretende contribuir a la descarbonización a largo plazo del sistema energético gracias a las aportaciones de la energía procedente de centrales nucleares de nueva generación. Otro tema importante son los residuos radioactivos y la búsqueda de solución a este problema. Todo esto, por supuesto, de forma eficaz y máximamente segura.

Igualmente que en el Programa Marco de la Energía Atómica del período anterior, ahora el Programa “Euratom” dentro del Horizon 2020 prosigue en las investigaciones ya iniciadas, y se centra en dos áreas de investigación: la fisión nuclear y la protección contra las radiaciones; y la investigación de la fusión nuclear como fuente de energía. (El Centro Común de Investigación ahora tiene su partida separada).

Para concluir, cabe recordar que el Horizon 2020 es el programa de investigación e innovación más ambicioso puesto en marcha por la UE y cuyo objetivo general es contribuir a alcanzar un crecimiento inteligente, sostenible e integrador de la Unión Europea. Es la continuación del VII Programa Marco desarrollado previamente, se estableció para el período 2014-2020, y está dotado con 80.000 millones de euros de presupuesto. Éste, expresado en el Gráfico nº 22, se distribuye entre los distintos subprogramas de la manera siguiente:

**Gráfico 22) Presupuesto de Horizonte 2020 (en millones de euros):**



Fuente: *HORIZON 2020 en breve: El Programa Marco de Investigación e Innovación de la UE*; COMISIÓN EUROPEA, Dirección General de Investigación e Innovación; 2014.

### **5.3) Programa Energético Europeo para la Recuperación “PEER”:**

Volviendo en el tiempo antes del programa Horizon 2020, en el contexto de la crisis económica que afectó a la UE, sobre todo a partir del año 2008, se puso en marcha el Plan Europeo de Recuperación Económica. Se trata de un ambicioso plan, cuyo objetivo es paliar los efectos de la desaceleración económica y volver a dinamizar la economía europea. El Plan Europeo de Recuperación Económica quedó aprobado por la **Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo COM (2008) 800 final - “Un Plan Europeo de Recuperación Económica”**, de 26 de noviembre de 2008.

El Plan de Recuperación Económica pretende actuar tanto a corto plazo, ayudando a las personas y empresas que más han sufrido la crisis, como a largo plazo, invirtiendo en proyectos que permitirían a la economía europea a ser más competitiva y, a la vez, a convertirse en más verde y respetuosa con el medio ambiente. El Plan de Recuperación Económica estima necesario hacer una inyección masiva de dinero (el entonces presidente de la Comisión José Manuel Durão Barroso habla en el prefacio de la Comunicación de 200.000 millones de euros<sup>88</sup>). Esta inyección masiva de poder adquisitivo en la economía tiene por objetivo estimular la demanda, renovar la confianza de los consumidores y de los inversores, ayudar a las pequeñas y medianas empresas y a los individuos vulnerables que más han sufrido los efectos de la crisis, e invertir de manera inteligente en que la economía europea se recupere y gane en competitividad.

Se prevén inversiones en tecnologías más eficientes y limpias en sectores como la construcción o el transporte, y en el sector energético. La finalidad última de estas inversiones es la de crear empleo, aumentar eficiencia, potenciar la innovación o asegurar la sostenibilidad. El problema energético, relacionado con el problema medioambiental, inherentemente, es uno de los temas clave del Plan de Recuperación Económica. La Comisión lo sitúa entre los cuatro pilares de actuación, junto con el estímulo de la demanda, la amortiguación del coste humano de la crisis, y la adaptación de la economía europea a las exigencias de la competitividad. Lo incluye entre sus objetivos con estas palabras:

*“Acelerar la transición hacia una economía con bajo nivel de emisiones de carbono: De esta forma, Europa estará en buenas condiciones para aplicar su estrategia de lucha contra el cambio climático y fomento de la seguridad energética: una estrategia que fomentará el uso de*

---

<sup>88</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO COM (2008) 800 final - Un Plan Europeo de Recuperación Económica; COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS, Bruselas, 26.11.2008 - Preámbulo “Es hora de actuar” (José Manuel Durão Barroso; Bruselas, 26 de noviembre de 2008).

*nuevas tecnologías, creará nuevos empleos «verdes» y abrirá nuevas oportunidades en los mercados mundiales que se encuentran en rápida expansión, mantendrá a raya el coste de la energía para los ciudadanos y las empresas y reducirá la dependencia de Europa del suministro energético del exterior.<sup>89</sup>*

En el contexto del Plan Europeo de Recuperación Económica, se desarrollan también varios programas operativos específicos. En el ámbito de la energía ha sido aprobado el **Reglamento (CE) n° 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía**, del 13 de julio de 2009.

El Programa Energético Europeo para la Recuperación (“PEER”), como suele llamarse, es un instrumento financiero que está destinado a conceder ayudas financieras a proyectos comunitarios en el sector energético. El objetivo del “PEER” es dar un impulso financiero a este sector para conseguir, de esta manera, su rápida recuperación económica, y al mismo tiempo, ayudar a lograr los demás objetivos de la Política Energética Europea, que son la seguridad del abastecimiento y la lucha contra el cambio climático. Este objetivo se refleja en el artículo 1 del Reglamento n° 663/2009:

*“El presente Reglamento establece un instrumento financiero, denominado el Programa Energético Europeo para la Recuperación («PEER»), destinado al desarrollo de proyectos comunitarios del ámbito de la energía que contribuyan mediante un impulso financiero a la recuperación económica, la seguridad del abastecimiento energético y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.<sup>90</sup>”*

Para lograr el mayor impacto posible, El Consejo y el Parlamento prefieren centrarse en unos pocos sectores y proyectos específicos, en cuyo caso la envergadura y el grado de madurez del proyecto sean altos, para que la asistencia financiera tenga el uso más rentable y efectivo. Entonces dichas ayudas financieras pretenden, muy concretamente, promover la creación de infraestructuras de interconexión, la producción de energía a partir de fuentes renovables, y la captura y almacenamiento de dióxido de carbono. Esto se traduce en el establecimiento de tres subprogramas que permiten financiar tres tipos de proyectos específicos:

---

<sup>89</sup> Ibidem - Introducción; *“Un Plan Europeo de Recuperación Económica”*.

<sup>90</sup> REGLAMENTO (CE) No 663/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía; Diario Oficial de la Unión Europea; L 200/31, 31.7.2009, ES.

- **Infraestructuras de gas y electricidad:**

Las infraestructuras de gas y de electricidad se muestran prioritarias, sobre todo porque una conexión efectiva es la base para el funcionamiento correcto del mercado interior energético, y es una necesidad para la seguridad del abastecimiento energético. La inversión en las infraestructuras de gas y de electricidad es muy importante, sobre todo si se quiere conseguir la integración del mercado europeo, la diversificación de las fuentes de energía, la interconexión y la interoperabilidad de las redes, o la optimización de la capacidad de las redes. La integración de las fuentes de energía renovables y la inclusión de regiones aisladas para reforzar la cohesión económica, también forman parte de la lista de objetivos. El artículo 5 del Reglamento bien resume las prioridades:

*“El «PEER» deberá servir para adaptar y desarrollar urgentemente las redes energéticas de más importancia para la Comunidad con el fin de reforzar el funcionamiento del mercado interior de la energía y, en particular, de incrementar la capacidad de interconexión, la seguridad y la diversificación del abastecimiento, y de superar los obstáculos medioambientales, técnicos y financieros. Es necesario un respaldo especial de la Comunidad para desarrollar más intensamente las redes energéticas y acelerar su construcción, en particular allí donde la diversidad de las vías y las fuentes del abastecimiento sea escasa.”<sup>91</sup>*

La UE pretende financiar solo los proyectos que más alto valor añadido presenten para la comunidad y los elige en convocatorias de propuestas organizadas por la Comisión. En el Anexo A del Reglamento aparece una lista de proyectos subvencionables concretos, divididos en tres grupos: interconectores de gas (por ejemplo, el Corredor Meridional de Gas, o la Red de Gas Natural Licuado); interconectores de electricidad (por ejemplo el Plan de Interconexión del Báltico, o la interconexión eléctrica Francia-España); y proyectos en islas pequeñas (cubre iniciativas en Malta y en Chipre).

- **Energía eólica marítima:**

La inversión en la energía eólica marina es necesaria para la UE, sobre todo teniendo en cuenta el compromiso de conseguir el objetivo del 20% de energía procedente de fuentes renovables para el año 2020. Desde este punto de vista la energía eólica marina es muy interesante y presenta un gran potencial para Europa. Pero, a la vez, se trata de una fuente relativamente poco utilizada y desarrollada en el momento. Por lo tanto, la

---

<sup>91</sup> Ibidem, artículo 5.



UE decide conceder financiación a proyectos de construcción y mejora de las infraestructuras en este ámbito, sobre todo para instalaciones de gran envergadura y a escala industrial. Los objetivos son: la compensación de las variaciones en la electricidad de origen eólico gracias a sistemas integradores; el desarrollo de sistemas de almacenamiento, sobre todo a gran escala; la gestión de los parques eólicos de más de 1 GW; las instalaciones de turbinas más lejos del litoral o en aguas más profundas; etc.

Los proyectos concretos subvencionables están enumerados en el Anexo B del Reglamento. Estos proyectos se dividen en dos grupos: la integración de la energía eólica marina en redes (por ejemplo, el proyecto de la Red del Mar del Norte); y turbinas, estructuras y componentes nuevos y optimización de la capacidad de fabricación (por ejemplo el proyecto del Parque Eólico Marítimo de Aberdeen).

- **Captura y almacenamiento de carbono:**

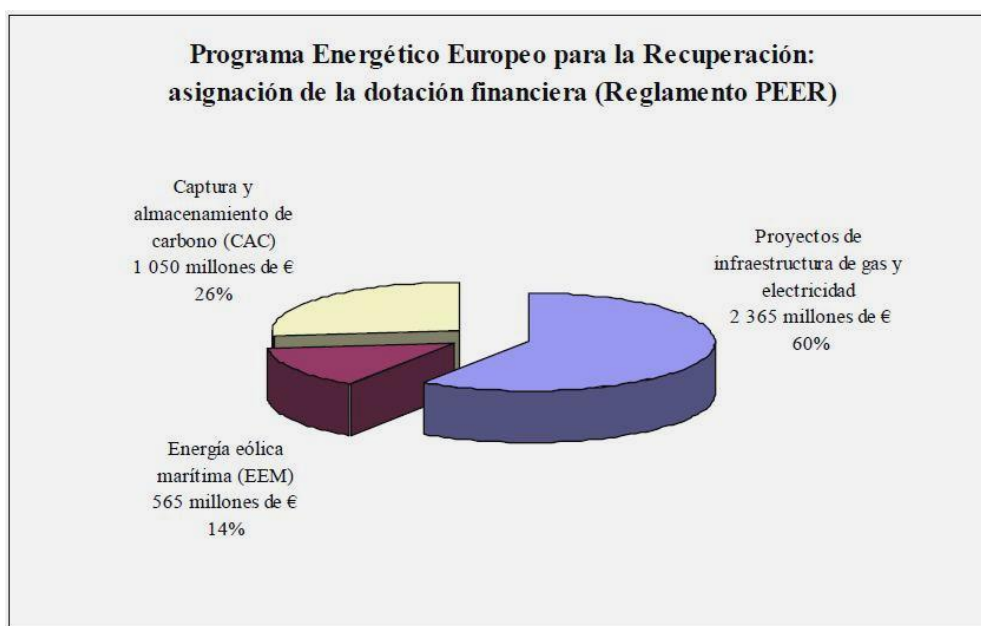
La captura y el almacenamiento de carbono (CAC) es un proceso que consiste en la captura del dióxido de carbono, su transporte y su inyección en un lugar de almacenamiento permanente debajo de la tierra. De esta manera se abre a posibilidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> sin renunciar a la utilización de los combustibles fósiles (los cuales, como sabemos, actualmente siguen constituyendo la mayor parte de las fuentes de energía utilizadas en la UE). Pero el problema es que esta tecnología aún no es viable comercialmente y necesita todavía ser objeto de investigación y de pruebas. La UE, por lo tanto, decide aportar financiación a una serie de proyectos de demostración de la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, con vistas a hacer este método comercialmente viable para el año 2020. La financiación está prevista para proyectos tanto en centrales industriales, como en centrales de producción de electricidad. La condición para los primeros es que puedan capturar al menos el 80% de CO<sub>2</sub>, y que puedan transportar y almacenar geológicamente dicho CO<sub>2</sub> bajo tierra en condiciones de seguridad. Y para proyectos de captura y almacenamiento de carbono en las centrales de producción de electricidad, la condición es que dicha instalación debe producir al menos 250 MW de energía eléctrica. Asimismo, los promotores de los proyectos se comprometen a poner los conocimientos adquiridos a disposición de la Comisión y de todo el sector.

En el Anexo C del Reglamento figuran los proyectos subvencionables, que utilizan las principales posibilidades de almacenamiento conocidas, siendo éstas los acuíferos

salinos terrestres y marítimos o los yacimientos de hidrocarburos agotados (tanto de petróleo como de gas natural).

El “PEER” es un proyecto muy ambicioso, se trata del paquete integrado de medidas en el ámbito energético que mayor financiación ha obtenido por parte de la Unión Europea. La asignación financiera es de 3.980 millones de euros, de los cuales 2.365 millones de euros están destinados a los proyectos de infraestructuras de gas y electricidad, 565 millones de euros van para los proyectos de energía eólica marítima y 1.050 millones de euros para los proyectos de captura y almacenamiento del carbono<sup>92</sup>. Gráficamente, el reparto del presupuesto para el “PEER”, es el siguiente (según el Gráfico nº 23 y nº 24):

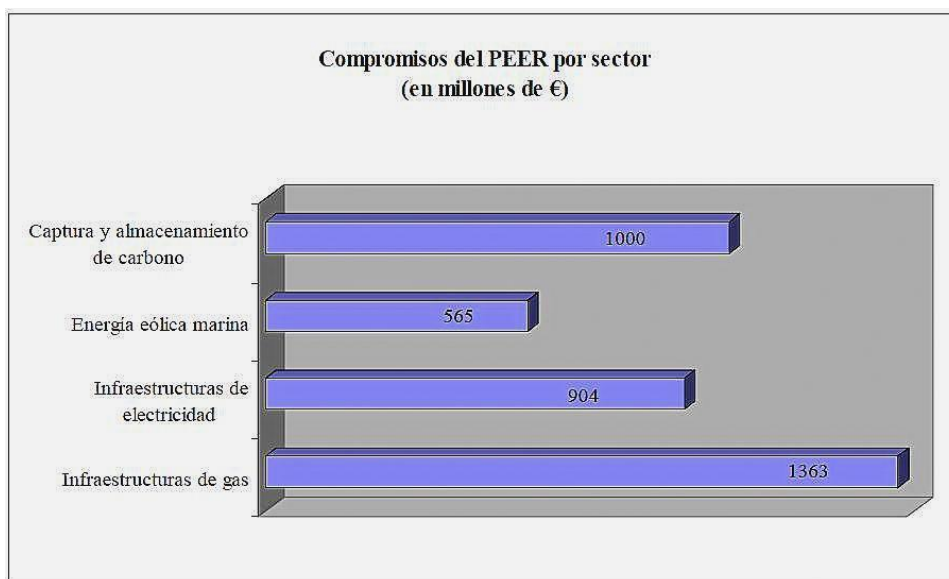
**Gráfico 23) “PEER”: asignación de la dotación financiera (2010, en % y en euros):**



Fuente: INFORME DE LA COMISIÓN COM (2010) 191 final - sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación.

<sup>92</sup> INFORME DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO COM (2010) 191 final - sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 27.4.2010.

**Gráfico 24) “PEER”: asignación de la dotación financiera (2011, en % y en euros):**



Fuente: INFORME DE LA COMISIÓN COM (2011) 217 final - sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación.

Un año después de la puesta en marcha del “PEER” la Comisión ya procedió a evaluar sus impactos y publicó el resultado en el **Informe de la Comisión al Consejo y al Parlamento europeo COM (2010) 191 final - sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación**, de 27 de abril de 2010. A la fecha de la publicación del Informe, el nivel de ejecución fue muy satisfactorio, ya que el 97% del presupuesto ya había sido asignado a un total de 58 proyectos. El reparto de las propuestas seleccionadas entre los tres subprogramas mencionados, según la Tabla nº 38, es el siguiente:

**Tabla 38) “PEER”: Estado de ejecución (2010):**

Subprograma	Propuestas recibidas	Propuestas seleccionadas	Subvenciones concedidas miles de millones de €
Infraestructura	46	43	2,299
- Gas (incluida inversión del flujo)	33	31	1,391
- Electricidad	13	12	0,908
Energía eólica marítima	29	9	0,565
Captura y almacenamiento de carbono	12	6	1,000
<b>TOTAL (miles de millones de €)</b>			<b>3,864</b>

Fuente: Informe de la Comisión COM (2010) 191 final.

El Informe COM (2010) 191 final califica las actuaciones emprendidas en el marco del “PEER” como muy satisfactorias y el impacto del Programa considera como muy positivo. Lo marca como un éxito, sobre todo gracias a la rapidez que tuvo la respuesta en forma de inyección financiera en el sector energético, movilizada en muy poco tiempo.

En los años posteriores se han publicado sucesivos informes de seguimiento del estado de ejecución del “PEER”. En el último, el Informe COM (2016) 743 final, consta que a finales de junio de 2016, habían concluido plenamente 37 proyectos del total de 59 y que se había abonado un importe aproximado de 2.122 millones de euros (tras deducir las órdenes de ingreso por un importe de 144 millones de euros). Y se procede a la recapitulación de todos los proyectos concluidos y los que todavía están en marcha. (Por ejemplo, el proyecto Halle/Saale – Schweinfurt, que conecta la parte noreste con la parte sureste de Alemania, o la interconexión Francia-España (Baixas – Santa Llogaia) en cuanto a la infraestructura; el proyecto Nordsee Ost o el parque eólico marítimo de Aberdeen en cuanto a la energía eólica marina; o proyecto Don Valley en el Reino Unido en cuanto a la CAC.)

El Informe COM (2016) 743 final concluye con estas palabras positivas:

*“El PEER ha dado buenos resultados. La mayoría de los proyectos han llegado a buen puerto, en particular los relacionados con las infraestructuras de gas y electricidad. El estricto control realizado por la Comisión Europea en materia de implementación y seguimiento de los proyectos ha sido de gran ayuda para elevar la eficiencia del instrumento.”<sup>93</sup>*

---

<sup>93</sup> INFORME DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO COM(2016) 743 final - sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación y del Fondo Europeo de Eficiencia Energética; {SWD(2016) 374 final}, COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 28.11.2016.



**PARTE III:**

**EL MERCADO ENERGÉTICO DE LA UE -**

**REGULACIÓN Y COMPETENCIA**

## **Capítulo 6: La configuración del mercado energético de la UE:**

En este extenso capítulo vamos a estudiar varios aspectos del mercado energético europeo. Nos centraremos en el mercado de la electricidad y del gas natural. Se eligen estas dos vertientes, porque el mercado común del carbón ya está operativo desde el año 1952 y el de la energía nuclear desde 1958, sin ser causantes de problemas o de críticas importantes acerca de su funcionamiento. Sin embargo, el mercado de la electricidad y del gas natural presentan unas peculiaridades y unas dificultades, que necesariamente tienen que ser estudiadas. Y es que, a lo largo de las páginas de esta Tesis, a la hora de analizar los documentos y textos (ya sea legislativos o atípicos) procedentes de las instituciones comunitarias, ya han aparecido varias veces críticas acerca de su funcionamiento, y ya hemos leído en repetidas ocasiones sobre la necesidad urgente de profundizar más y proseguir en la plena consecución del mercado energético común.

Por lo tanto, en primer lugar, vamos a ver por qué la UE decidió actuar en el ámbito del mercado energético y cuáles son los argumentos para emprender esta actuación y elaborar la reglamentación correspondiente. Para eso se revisará la literatura sectorial y las opiniones acerca del mercado energético de la UE de varios autores y expertos.

Luego seguiremos analizando los pasos sucesivos que se dieron desde la UE al respecto - los tres paquetes de medidas de electricidad y gas natural. A continuación, veremos cómo se plasmaron las Directivas comprendidas dentro de los paquetes de medidas en el caso concreto del mercado eléctrico de España. Este estudio de caso nos ilustrará lo difícil que está siendo la aplicación de las disposiciones comunitarias en la realidad del mercado eléctrico de un Estado miembro concreto.

Y por último se verá el papel y las aportaciones de las agencias reguladoras nacionales y de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la UE.



### **6.1) Directivas de la UE relativas al sector energético y al mercado energético - importancia, razones y objetivos de la actuación de la UE:**

Tras firmar el Acta Única Europea en 1986, los Estados miembros se comprometieron a poner en marcha el mercado interior plenamente para el 1 de enero de 1993<sup>94</sup>. Pero la puesta en marcha y el correcto funcionamiento, en concreto, del mercado interior energético fue muy problemático y hasta ahora presenta varias dificultades (Sysel, 2011). Por un lado, los Estados tradicionalmente se negaban a ceder soberanía en un sector tan estratégico como la energía. Por otro lado, jugaba su papel la misma estructura del mercado, ya que en el caso de la electricidad y del gas natural se trata de industrias de red ("*network industries*"), las cuales presentan una característica común – la aparición de monopolios naturales. El monopolio natural es un caso particular del monopolio, en el que los gastos de inversión son muy altos y en el que una única empresa es capaz de proporcionar el servicio a costes menores que si hubiera varias empresas, todo esto como resultado natural de las fuerzas de mercado (Holman, 2002). Hablamos de industria en red precisamente porque para su funcionamiento hace falta la creación de una red (de transmisión y distribución en el caso energético) muy costosa y cuya duplicación sería innecesaria y generaría pérdidas, en el caso de que quisieran entrar más empresas en el mercado. El resultado es que en el mercado opere solo una empresa en condiciones de monopolio natural (Soukupová, 1999). En cuanto a la energía, en la mayoría de los casos los monopolios además tradicionalmente estaban en manos de los Estados. Uno de los problemas es que esta empresa monopolística puede abusar de su posición en el mercado y dictar los precios, otra particularidad es que las industrias de red son en muchos casos consideradas de interés público y de necesidad básica (el transporte y suministro de electricidad, de gas, de agua y de calor, las telecomunicaciones, el transporte ferroviario, etc.) (Bickenbach, 2000). De allí surge la necesidad de regulación de precios de estos productos vitales, ya que en nuestra sociedad se considera inaceptable que estos precios sean solo y únicamente el libre resultado de fuerzas del mercado (Newbery, 2005). (Aunque existe un debate entre los

---

<sup>94</sup> El mercado interior, o mercado común, o mercado único - sus principios se instauraron ya en 1951 con el tratado de la CECA. La libre circulación de mercancías, capitales y trabajadores en el sector del carbón y del acero fue el primer paso. Luego en 1957 el Tratado de la Comunidad Económica Europea ya asentó con claridad las cuatro bases del mercado interior europeo. Junto con las libertades de circulación de mercancías, trabajadores y capitales se recogió también la libre circulación de servicios. Sin embargo, el alcance real no estaba exento de trabas entre los Estados miembros. La lenta y difícil consecución del mercado interior es lo que llevó a incluir en el Acta Única Europea en 1986 una mención sobre la fecha en la que éste se debería alcanzar plenamente - en 1993 (cuestión necesaria, teniendo en cuenta la creación de la Unión Económica y Monetaria, ya aprobada por el Tratado de la Unión Europea en Maastricht el 7 de febrero de 1992).

regulacionistas y los defensores de la desregulación, señalando estos últimos que la regulación distorsiona el mercado, genera ineficiencias y beneficia a determinados grupos de interés (Hausman, 1997)).

Como ya se ha dicho, los Estados miembros presentaban fuertes reticencias a la liberalización del mercado energético, pero finalmente incluso ellos mismos se dieron cuenta de la necesidad de dar pasos en este sentido. El modelo de monopolios energéticos estatales presentaba serias desventajas, sobre todo la falta de eficiencia, los altos costes y como consecuencia, los altos precios (Sysel, 2011). Fue a partir de los años 90 cuando surgió una tendencia mundial a cambiar la forma de organización de las industrias energéticas (un monopolio integrado, a menudo propiedad del gobierno central), a una estructura verticalmente desintegrada, generalmente en propiedad privada y operada, al ser posible, dentro de un mercado competitivo (Thomas, 2006).

Entonces, con la firma del Acta Única Europea los Estados miembros se comprometieron a eliminar los obstáculos físicos, legales y fiscales con el fin de asegurar la libre circulación de bienes, servicios, capital y mano de obra, para que pueda crearse la UE y ponerse en marcha el mercado único. Esto implica, entre otras cosas, la abolición de los monopolios estatales - estos cambios también se aplicaron al sector energético (Domanico, 2007).

Pero el proceso no fue tan fácil. Si bien la necesidad de liberalizar el mercado energético ya fue definida, no se dieron pasos decisivos hasta años después. Con la publicación en 1995 del Libro Blanco “Política Energética para la UE” se puso de manifiesto la insuficiencia en la consecución del mercado interior energético. Ésta fue la cuestión señalada como más importante y la plena integración del mercado energético se definió como un factor central y determinante para la Política Energética Europea (White Paper - *An Energy Policy for the European Union* COM (95) 682 final). Igualmente, el Libro Verde de 2006 denominado “Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura” y la Comunicación de la Comisión de 2007 titulada “Una Política Energética para Europa” señalan la instauración de un verdadero mercado interior de energía como una de las claves de la Política Energética Común (Sysel, 2011). La creación de ésta es, a su vez, un instrumento necesario para lograr los objetivos de las iniciativas comunitarias en el ámbito energético tantas veces señaladas en los textos comunitarios – la competitividad, la seguridad del abastecimiento y la sostenibilidad. La consecución del mercado interior fue definida como uno de los objetivos básicos de la UE, ya que la energía, en tanto que mercancía o servicio, también debería gozar de las libertades comunitarias establecidas. El mercado energético, por lo tanto, debería unificarse, garantizando

la libertad de movimiento en el interior de la UE, igualdad de condiciones en todos los Estados miembros mediante la elaboración de unas normas comunes, así como la aplicación de las normas de libre competencia comunitarias. Además, la creación del mercado interior y la apertura de los mercados nacionales de energía supondrían el aumento de competencia entre las empresas energéticas europeas, por lo que aumentaría la competitividad del conjunto. Los precios, a consecuencia de esta competencia, previsiblemente bajarían, con lo que se garantizaría a los consumidores un suministro a precios asequibles (pudiendo éstos a su vez elegir al proveedor que más les convenga).

Entonces, fue a partir de la década de los noventa cuando empezamos a presenciar la puesta en marcha de reformas en el sector energético. El objetivo principal fue eliminar las barreras al mercado único y, como consecuencia, mejorar la eficiencia y reducir los costes, todo esto a través de cambios en la regulación (creación de reguladores independientes), la reestructuración (separación vertical de las fases de generación, transmisión, distribución y suministro), el acceso de competencia a las fases de generación y suministro, y la privatización (Jasamb y Pollitt, 2005-1; Jasamb y Pollitt, 2005-2). Para la unificación del mercado también hace falta que las redes europeas de energía estén interconectadas – sin la interconexión de las redes el funcionamiento del mercado interior no es posible. La interconexión de las redes es, por lo tanto, una prioridad para la actuación europea y una de las tareas que hay que asumir para integrar el mercado energético efectivamente (Kroes, 2007). Si se consigue plenamente este punto, además de hacer posible el funcionamiento del mercado interior, se garantiza un mayor grado de diversificación, lo que a su vez ayuda a mejorar la seguridad del abastecimiento.

Concretamente, el establecimiento del mercado de la energía se ha configurado en varias etapas, con el objetivo de introducir de forma progresiva elementos de liberalización y competencia en las actividades energéticas de los Estados miembros, de manera gradual y respetando los objetivos nacionales de interés general (García Mezquita, 2006). Se han adoptado tres paquetes de medidas liberalizadoras en el mercado energético, es decir, de Directivas relativas a la electricidad y gas natural. El primer paquete consistió en dar unos primeros pasos preliminares a principios de los años 90 que tuvieron por objetivo preparar el sector a las medidas liberalizadoras que vinieron unos años después. Se trata concretamente de las Directivas 90/377/CEE relativa a transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad, 90/547/CEE relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes, y 91/296/CEE relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes. Las Directivas que vinieron posteriormente dentro del primer paquete fueron las que trajeron

consigo primeros cambios importantes: la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Estas directivas introdujeron importantes medidas en cuanto a las normas generales de la organización del sector, la distribución y el suministro, la separación y transparencia de cuentas, el acceso a la red y la apertura de mercados. Pero desgraciadamente, en esta primera fase, los Estados miembros se comprometieron sólo en una medida mínima en relación con la liberalización del mercado energético (Eikeland, 2011).

El segundo paquete de Directivas sobre el gas y la electricidad se adoptó en 2003 y tuvo por objetivo garantizar la plena apertura de los mercados nacionales y asegurar la creación de un mercado interior de la energía verdaderamente integrado (Polo, Scarpa, 2003). Fueron las Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural respectivamente, que fueron sucesoras mejoradas de las directivas del primer paquete y que las derogaron a su vez. Sus principales objetivos fueron la separación jurídica y funcional del sistema de generación, transmisión, distribución y comercialización ("*unbundling*"), la creación de agencias reguladoras nacionales independientes y la apertura del mercado para los consumidores no domésticos en 2004 y para los consumidores domésticos en 2007 (Tichý, 2011). Dentro de este paquete pertenece también el Reglamento (CE) nº 1228/2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, que establece normas armonizadas de comercio transfronterizo de electricidad (Meeus, Purchala, Belmans, 2005). Pero a pesar de que el segundo paquete de Directivas supuso avances importantes en la apertura del mercado energético, la Comisión Europea señaló varias deficiencias relativas a la insuficiente separación de la transmisión y distribución de las actividades de generación y comercialización, la discriminación de terceros en la entrada al mercado, la limitación de competencia por parte de las grandes empresas, etc. (COM (2006) 841 final y COM (2006) 851 final).

El tercer paquete de Directivas fue adoptado en junio de 2009 y su objetivo fue subsanar las deficiencias del segundo paquete definidas por la Comisión, y también integrar los objetivos energéticos con los objetivos medioambientales y reforzar la seguridad del suministro (Karan, Kazdagli, 2011). Se trata de dos Directivas: 2009/72/CE y 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural respectivamente, que a su vez derogan las Directivas anteriores; y de tres Reglamentos: Reglamento (CE) nº 714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, Reglamento (CE) nº 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, y

Reglamento (CE) nº 713/2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (Kayikçi, 2011). Las tareas más importantes integradas en el tercer paquete fueron la separación vertical más efectiva del sistema (por ejemplo en cuanto a la transmisión existen tres variantes a elegir: 1/ la separación de propiedad – las empresas verticalmente integradas tienen que vender parte de sus acciones; 2/ la creación del operador independiente del sistema, o gestor de red independiente – “independent system operator ISO”; 3/ la creación del operador independiente del sistema de transmisión, o gestor de transporte independiente - “independent transmission operator ITO”); la armonización de las competencias de las autoridades nacionales reguladoras de la energía y la mejora en su cooperación; la creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía; y la protección del consumidor (Tichý 2011; Sysel 2011; Kayikçi, 2011). La mayoría de las provisiones del tercer paquete tuvo la fecha límite para la transposición en las legislaciones nacionales de los Estados miembros fijada para el 2011.

Con la aprobación de las sucesivas Directivas y Reglamentos la Unión Europea hizo un progreso sustancial hacia la consecución del mercado energético integrado y competitivo. Si los resultados de las medidas aprobadas en el tercer y último paquete serán satisfactorios, dependerá principalmente de la implementación de los Estados miembros. Pero algunos autores ya empezaron a surtir críticas con la suficiencia de éstas a muy poco tiempo después de su aprobación, indicando que el mercado energético europeo actualmente sigue estando muy fragmentado, siguen existiendo unos niveles muy altos de concentración, los consumidores siguen teniendo dificultades para cambiar de proveedor, los precios aún no son suficientemente competitivos, la transparencia no es la deseada y no existe una competencia transfronteriza efectiva entre los Estado miembros (Karan, Kazdagli, 2011).

Entonces a lo largo de este Capítulo se van a analizar las medidas que se tomaron desde la UE para la consecución del mercado interior de la electricidad y del gas natural, las cuales tomaron, en su mayoría, la forma de Directivas. Pero antes de proceder al análisis en sí, hace falta esclarecer brevemente la razón de haber elegido precisamente la Directiva como herramienta legal más utilizada a la hora de elaborar normativa comunitaria. Aunque hay que añadir que la Directiva no es la única forma legal utilizada - también nos encontramos con varios Reglamentos.

Como resulta del Capítulo anterior, concretamente del apartado dedicado a los documentos cruciales que llevaron a la elaboración de la Política Energética de la UE, la

Comisión, consciente de la necesidad y urgencia de tomar medidas y actuar en el campo de la energía, y bajo la autorización de los Jefes de Estado o de Gobierno, decidió tomar iniciativa ya en los años 90. Desde 1995 emitió, como consecuencia, una serie de documentos que adoptaron la figura de Libros Blancos, Libros Verdes y Comunicaciones de la Comisión, en los que se plasmaron las inquietudes que suscita el problema energético y en los que se propuso una serie de medidas. Pero hay que tener en cuenta que estos documentos no eran textos legislativos sino sólo actos atípicos, no vinculantes y que no obligan ni comprometen la actuación de los Estados miembros. De hecho, se trata de una especie de declaración de intenciones, de manifestación de la voluntad, o de llamamiento de atención sobre estos problemas. Pero para que lo dispuesto en los Libros surta efectos legales, hace falta un paso más – hace falta convertir las propuestas (muchas veces muy genéricas) en actuación concreta, medidas concretas, y convertir esta actuación en actos legales típicos y vinculantes para los Estados miembros. Por lo tanto, la Comisión a continuación, para alcanzar algunos de los objetivos de los Libros, decidió plasmarlos en una serie de Directivas, aprobadas seguidamente por el Parlamento Europeo y por el Consejo. Así como, en algunos casos concretos, también se procedió a adoptar varios Reglamentos.

Se decidió optar generalmente por la figura jurídica de la Directiva, ya que se trata de una materia en la que eran los Estados miembros los que seguían, hasta la fecha de la ratificación del Tratado de Lisboa, disponiendo de amplias competencias. La Directiva es una figura jurídica del Derecho comunitario, vinculante para todos los Estados miembros (o para el Estado destinatario si se estipula así), que obliga a la consecución de unos resultados concretos en un plazo establecido. Sin embargo, las autoridades internas del Estado miembro son las que eligen la forma y los medios adecuados para la consecución de dichos resultados. Se trata, por lo tanto, de un texto legal emitido por las instituciones europeas, que establece una serie de objetivos finales, los cuales deben de ser cumplidos por los Estados miembros, pero la manera de llegar a estos resultados establecidos se deja a la libre consideración de los Estados miembros. Los Estados miembros están asimismo obligados a incluir las disposiciones de las Directivas dentro de su Ordenamiento Jurídico, con el fin de que formen parte del derecho interno o nacional. El acto de la inclusión de lo dispuesto en las Directivas dentro de la legislación nacional de los distintos Estados miembros, se denomina *transposición*. Cada Directiva asimismo determina plazos en los cuales los Estados miembros tienen que proceder a la transposición. Por lo tanto, mediante la figura de la Directiva se deja a los Estados miembros más margen de maniobra para conseguir los resultados deseados, sin obligarles a seguir pautas uniformes para su consecución.

Y para los casos en los que se decidió optar por la figura del Reglamento, hay que recordar que el Reglamento es un acto jurídico definido por el artículo 288 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), tiene alcance general y, a diferencia de la Directiva, es obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en todos los Estados miembros de la UE. La diferencia estriba justamente en la eficacia directa, desde su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea, por lo que no es necesaria ninguna norma jurídica interna o nacional que la transponga. La finalidad última del Reglamento es garantizar la aplicación uniforme del Derecho de la UE en todos los Estados miembros.

Entonces, entre las Directivas aprobadas que directamente tienen por objetivo alcanzar las metas establecidas para desarrollar la Política Energética de la UE – la competitividad, la seguridad y la sostenibilidad - es de interés destacar las siguientes: en el ámbito de la unificación del mercado interior de electricidad se aprobó la Directiva 96/92/CE, derogada posteriormente por la Directiva 2003/54/CE, derogada asimismo por la Directiva 2009/72/CE (actualmente en vigor). Para conseguir el pleno funcionamiento del mercado interior del gas natural, se aprobaron las Directivas 98/30/CE, derogada posteriormente por la Directiva 2003/55/CE, derogada asimismo por la Directiva 2009/73/CE (actualmente en vigor). En el ámbito de las energías renovables se aprobó la Directiva 01/77/CE, derogada posteriormente por la Directiva 2009/28/CE. Y en cuanto a la seguridad de abastecimiento, fue aprobada la Directiva 05/89/CE sobre las medidas de seguridad de abastecimiento de electricidad y la Directiva sobre las reservas mínimas de petróleo 2009/119/CE.

Y entre los Reglamentos importantes que forman parte del análisis comprendido en esta Tesis, vamos a destacar a los siguientes: en cuanto al mercado de electricidad hay que mencionar el Reglamento (CE) nº 1228/2003, el Reglamento (CE) nº 714/2009, y el Reglamento (CE) nº 713/2009. Y para el gas natural son importantes el Reglamento (CE) nº 1775/2005, derogado posteriormente por el Reglamento (CE) nº 715/2009, actualmente en vigor.

Las Directivas y los Reglamentos relativas al mercado eléctrico y del gas natural son las que se van a analizar en los apartados siguientes.



## **6.2) Mercado interior de la electricidad:**

La electricidad, como estamos viendo a lo largo de la Tesis, forma parte inseparable de la Política Energética Europea, ya que la necesidad de incluir esta fuente de energía secundaria entre los pilares de las actuaciones comunitarias en el campo de la energía, es ampliamente reconocida. En la sociedad moderna es muy difícilmente imaginable prescindir de la electricidad, la necesitamos en cualquier momento de la vida cotidiana, la necesitamos para producir bienes y servicios, la necesitamos hasta para el funcionamiento de los Estados y, en consecuencia, también de la UE. De la electricidad - y de la seguridad, calidad y precio de su suministro - depende el bienestar de los ciudadanos y la competitividad de las economías. Por lo tanto, dada su inmensa importancia y dado que está considerada como un bien extremadamente necesario, la electricidad es objeto de una amplia regulación comunitaria. La finalidad de esta regulación es la de asegurar a los consumidores (ya sean hogares, industrias o administraciones públicas) un suministro eléctrico seguro, al menor precio posible, y compatible con la sostenibilidad medioambiental. Existe un amplio consenso, al nivel europeo y entre las autoridades nacionales, de que, para conseguir estos objetivos, es imprescindible crear una regulación sólida y fijar reglas comunes para la organización del sistema eléctrico y del mercado eléctrico. Las autoridades europeas llegaron al convencimiento de que es necesario instaurar un mercado interior único de la electricidad, en el que se eliminen las trabas al libre comercio y la discriminación, en el que exista un nivel efectivo de competencia, y un alto grado de transparencia. Y, aunque pueda sonar paradójico, existe un amplio consenso de que para la consecución de estos objetivos y para la liberalización del mercado eléctrico, lo que hace falta es precisamente establecer una regulación.

Por lo tanto, en el presente Capítulo se estudiará la regulación del sistema eléctrico y del mercado eléctrico al nivel de la UE. Y a continuación se verá la plasmación de dicha regulación en el caso concreto del mercado eléctrico español. Para este fin se incluirá parte del Informe elaborado durante la estancia de investigación en la Agencia de la Defensa de la Competencia de Andalucía (ADCA), realizada en el marco de la beca de investigación convocada a tal fin por la Cátedra de la Competencia en colaboración con la ADCA durante el curso 2013/14. Del Informe, titulado *Legislación de la Unión Europea relativa al Mercado Eléctrico y la Configuración del Mercado Eléctrico en España*, se incluirá la parte relativa al mercado eléctrico en España, ya que para los fines de la Tesis es de interés observar cómo se plasman las disposiciones comunitarias que estamos analizando, en el mercado de un Estado miembro concreto.

### **6.2.1) Primer paquete de medidas (electricidad): Directivas 90/377/CEE, 90/547/CEE y 96/92/CE:**

La instauración de un verdadero mercado interior de energía es una de las claves de la Política Energética Común, la cual es, a su vez, un instrumento necesario para lograr los objetivos comunitarios en el ámbito energético – la competitividad, la seguridad del abastecimiento y la sostenibilidad. La consecución del mercado interior es uno de los objetivos básicos de la UE. La energía, en tanto que mercancía o servicio, también debería gozar de las libertades comunitarias establecidas – por lo tanto, el mercado interior energético es una vertiente inseparable del mercado interior europeo, y su puesta en marcha y su efectivo funcionamiento es imprescindible.

La necesidad y la importancia del mercado interior energético, como parte del mercado interior, se pone en evidencia también en las disposiciones preliminares de las Directivas que serán objeto de análisis de este apartado. Para introducirnos en la dinámica, la Directiva 96/92/CE en sus consideraciones preliminares subraya la importancia del mercado interior y las libertades establecidas para su consecución:

- (1) Considerando que es importante adoptar las medidas destinadas a garantizar el buen funcionamiento del mercado interior; que el mercado interior implica un espacio sin fronteras interiores en el que la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales esté garantizada;
- (2) Considerando que la consecución de un mercado de la electricidad competitivo constituye un paso importante hacia la consecución del mercado interior de la energía;

(...)<sup>95</sup>

Igualmente, la Directiva 2003/54/CE (sucesora de la Directiva 96/92/CE, analizada posteriormente) dispone en sus consideraciones preliminares que para garantizar las libertades comunitarias inevitablemente se necesita la plena apertura de los mercados (entiéndase, incluido el energético):

*“Sólo un mercado interior plenamente abierto que permita a todos los consumidores elegir libremente a sus suministradores y a todos los suministradores abastecer libremente a sus*

---

<sup>95</sup> Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; N° L 27/20 ES; 30. 1. 1997.

*clientes es compatible con la libre circulación de mercancías, la libre prestación de servicios y la libertad de establecimiento que el Tratado garantiza a los ciudadanos europeos.<sup>96</sup>*”

El mercado energético, por lo tanto, debería unificarse a nivel comunitario, garantizando la libertad de establecimiento o de movimiento en el interior de la UE, igualdad de condiciones en todos los Estados miembros mediante la elaboración de unas normas comunes, así como la estricta aplicación de las normas de libre competencia comunitarias.

Entre las ventajas de la creación del mercado interior y de la apertura de los mercados nacionales de energía se señala el aumento de competencia entre las empresas energéticas europeas, lo que supone el aumento de la competitividad del conjunto. Los precios, como consecuencia de dicha competencia, previsiblemente bajarían, con lo que se garantizaría a los consumidores un suministro a precios asequibles. Además de eso, los consumidores se verían beneficiados con la unificación del mercado, ya que podrían elegir libremente al proveedor que más les convenga, independientemente del país de establecimiento, (ya sea el que mejor servicio o precios más bajos ofrezca), basándose sencillamente en las reglas del mercado, sin ningún tipo de restricciones a nivel nacional o imposición de unos precios altos por parte de una empresa que domina el mercado nacional o regional. Otro efecto beneficioso de la unificación del mercado energético y del aumento de la competencia entre las empresas energéticas, es la mejora de la protección medioambiental, ya que dichas empresas se verían obligadas a invertir en tecnologías limpias y eficientes, con tal de satisfacer a los consumidores cada vez más exigentes y sensibilizados con el problema medioambiental.

Pero para la unificación del mercado energético hacen falta básicamente dos cosas - primero, la creación y la aplicación de normas comunes. (Algunas ya existían, como las reglas de la competencia - solo que faltaba su más estricta observación. Otras todavía estaban por elaborar, como las que se verán en los tres paquetes de medidas que vamos a analizar a lo largo de este apartado.) Y segundo, que las redes europeas de energía estén interconectadas. La interconexión de las redes es, por lo tanto, una prioridad para la actuación europea y una de las primeras tareas que hay que asumir para liberalizar el mercado energético. Si se consigue este punto, además de hacer posible el funcionamiento del mercado interior, se garantiza un mayor grado de diversificación, lo que a su vez ayuda a mejorar la seguridad del abastecimiento.

---

<sup>96</sup> DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE; Diario Oficial de la Unión Europea; L 176/37 ES; 15.7.2003.

Los dos mercados cuya unificación es más importante para los consumidores, tanto industriales como domésticos, son el de la electricidad y el del gas natural. En este apartado nos centraremos en la vertiente eléctrica del mercado energético, dejando el de gas natural para el apartado siguiente.

La apertura del mercado de electricidad, por lo tanto, es una cuestión generalmente aceptada como un paso imprescindible para la consecución del mercado interior - es una cuestión poco cuestionada por parte de los legisladores comunitarios y nacionales, y es claramente definida como uno de los objetivos de la UE. Para dicha apertura se han decidido adoptar medidas de carácter liberalizador de manera gradual, dejando espacio suficiente a las empresas para la adaptación a este nuevo marco y respetando los intereses energéticos de los Estados miembros. El establecimiento del mercado eléctrico se ha diseñado, por lo tanto, en varias etapas, con el objetivo de introducir progresivamente elementos de liberalización y competencia en las actividades eléctricas nacionales. Concretamente, hablamos de tres etapas de desarrollo del mercado interior de electricidad, o de tres paquetes de medidas.

La primera etapa, o el primer paquete de medidas, consiste en la adopción a lo largo de los años noventa de tres Directivas destacables. O, mejor dicho, dos Directivas en el año 1990 de carácter preparatorio, que pretendían ajustar las condiciones y encaminar los mercados y las empresas hacia la liberalización, introduciendo medidas de transparencia de precios de la electricidad y regulando el tránsito por las redes de alta tensión. Y posteriormente una Directiva en 1996 que ya obliga a la implantación del mercado único.

Concretamente, hablamos de la **Directiva 90/377/CEE del Consejo, de 29 de junio de 1990, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad**, la cual considera que garantizar unos precios transparentes a los consumidores es un paso necesario que contribuye a la realización del mercado energético (y eléctrico, en particular). La transparencia de los precios es, según dice la Directiva, una garantía para que no se falsee la competencia, para que no se discrimine a los consumidores y para que éstos puedan elegir libremente entre distintos proveedores y entre distintas fuentes de energía (ya que no existía igualdad de grado de transparencia entre las fuentes de energía ni entre los países y las regiones de la Comunidad). Los Estados miembros a partir de ahora tienen que velar por el hecho de que las empresas que suministran electricidad a los consumidores industriales europeos comuniquen a la Oficina Estadística de las Comunidades Europeas (Eurostat) la información sobre: los precios y las condiciones de venta de electricidad; los sistemas de precios vigentes; y la distribución de los

consumidores por categorías y sus cuotas de mercado respectivas. La información relativa a los precios de la electricidad se tiene que comunicar a Eurostat semestralmente, mientras que la información sobre la distribución de los consumidores por categorías se tiene que transmitir con carácter bianual. Y para que la transparencia de los precios de la energía sea realmente eficaz, la publicación y la difusión de los precios y de los sistemas de precios deberían ser lo más amplias posibles.

La siguiente disposición legal adoptada es la **Directiva 90/547/CEE del Consejo, de 29 de octubre de 1990, relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes**, que persigue facilitar el tránsito de la electricidad por las redes de alta tensión, con el fin de contribuir a la utilización más óptima de los medios de producción y de las infraestructuras. Se destaca la importancia de la electricidad como componente esencial del balance energético comunitario, de lo cual se desprende la necesidad de crear el mercado eléctrico común para conseguir los objetivos energéticos de la UE. La interconexión de las redes eléctricas de alta tensión es la clave para garantizar que el mercado eléctrico pueda funcionar verdaderamente, según dispone la Directiva. El creciente volumen de transacciones entre países y regiones europeas requiere la construcción y la operación conjunta de redes de transporte interconectadas para asegurar que la electricidad se comercialice sin obstáculos. Se destaca la contribución de estas medidas al desarrollo de la competencia y a la reducción de precios, pero también a la cohesión social, ya que se aseguraría un abastecimiento óptimo de electricidad a todos los consumidores de todas las regiones comunitarias, eliminando así las islas energéticas, y mejorando así el nivel de vida del conjunto. Otro problema relacionado que necesita de la interconexión de las redes de alta tensión a nivel europeo para ser solventado, es el de la seguridad del suministro y la calidad del servicio.

La tercera y la más importante Directiva de este primer paquete de medidas es la **Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad**. Esta Directiva supone un auténtico cambio, un punto de inflexión en la regulación, la organización y la estructura del sector eléctrico en la UE, con el fin de poner en marcha de manera efectiva el mercado interior de electricidad.

Como se destaca una vez más en las consideraciones preliminares, la unificación del mercado de electricidad es un paso necesario para conseguir los tres objetivos comunitarios en el ámbito de la energía, que son la seguridad del suministro, la competitividad y la sostenibilidad:

(4) Considerando que el establecimiento del mercado interior en el sector de la electricidad se revela particularmente importante para la racionalización de la generación, la transmisión y la distribución de la electricidad, al tiempo que se refuerza la seguridad del abastecimiento y la competitividad de la economía europea, respetando la protección del medio ambiente;

(...)<sup>97</sup>

Las medidas de protección del medio ambiente se tienen en cuenta especialmente en esta Directiva y se da preferencia claramente a las fuentes de energía renovables:

(28) Considerando que, por razones de protección del medio ambiente, debe darse la prioridad a la generación de electricidad basada en energías renovables;

(...)<sup>98</sup>

A continuación, ya en el articulado de la Directiva, se establece primero el ámbito de aplicación, el cual es la generación, transmisión y distribución de electricidad, la organización del sector y del acceso al mercado, las licitaciones y las autorizaciones, y finalmente la explotación de las redes:

### *Artículo 1*

La presente Directiva establece normas comunes en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad. Define las normas relativas a la organización y el funcionamiento del sector de la electricidad, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos aplicables a las licitaciones y la concesión de las autorizaciones, así como la exportación de las redes.

99

Todos estos ámbitos se regulan a lo largo del articulado de esta Directiva, con el fin de establecer progresivamente (de manera que las empresas y la industria eléctrica puedan ajustarse) el mercado interior de electricidad, que sea operativo y que funcione eficientemente.

La Directiva 96/92/CE conllevó cambios importantes en la organización del sector eléctrico en la UE, ya que introdujo medidas liberalizadoras en todas las áreas de la actividad -

---

<sup>97</sup> Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; Nº L 27/20 ES; 30. 1. 1997.

<sup>98</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

<sup>99</sup> Ibidem - artículo 1.

en la generación, el transporte y la distribución de la electricidad<sup>100</sup>. En el ámbito de la generación establece dos procedimientos - la autorización o la licitación - para la construcción de nuevas centrales.

En cuanto al transporte, se prevé la designación de un gestor de la red *“que se encargará de la explotación, del mantenimiento y, en su caso, del desarrollo de la red de transmisión en una zona determinada, así como de sus interconexiones con otras redes, para garantizar la seguridad del abastecimiento.”*<sup>101</sup>

Igualmente, en cuanto a la explotación de la red de distribución, se prevé la designación de un gestor, el cual a su vez puede encontrarse con la *“obligación de suministrar electricidad a clientes situados en una zona determinada. La tarifa de ese suministro podrá regularse, por ejemplo, para atender a la igualdad de trato de aquellos clientes.”*<sup>102</sup> Con esto se introduce la noción del servicio público. El gestor de la red de distribución asimismo *“no ejercerá ningún tipo de discriminación entre usuarios de la red o categorías de usuarios de la red, en particular en favor de sus filiales o accionistas.”*<sup>103</sup> También se le puede imponer la obligación de dar preferencia a las instalaciones de generación que utilicen las RES, ya que se menciona varias veces la necesidad de no perjudicar al medio ambiente.

En cuanto al acceso a la red, se prevé por primera vez el acceso de terceros a la red (ATR) y se establece que éste puede ser o bien regulado (pagando peajes establecidos, por la utilización de las redes), o bien negociado (con los operadores de las redes a través de acuerdos comerciales voluntarios), pero también se introduce la posibilidad de fijar un comprador único (una persona jurídica en calidad de comprador único designada por el Estado).

Otro punto importante es la separación de las actividades de las empresas integradas verticalmente, es decir cuando se dedican a más de una de las actividades mencionadas en el sector eléctrico. Se introduce la obligación de una separación contable de dichas actividades.

Finalmente se introducen unos plazos para la apertura paulatina del mercado a los consumidores en función del nivel de consumo de electricidad de éstos.

---

<sup>100</sup> Actualmente hablamos de cuatro fases del sistema eléctrico - la generación, el transporte, la distribución y la comercialización. Pero esta última no fue introducida hasta la entrada en vigor de la Directiva 2003/54/CE, la cual supuso la distinción entre la fase de la distribución y la comercialización, para separar lo que es la fase regulada (la distribución de electricidad) de la fase desregulada (el suministro de electricidad - la comercialización).

<sup>101</sup> Ibidem - artículo 7.

<sup>102</sup> Ibidem - artículo 10.

<sup>103</sup> Ibidem - artículo 11.



En resumen, las medidas contenidas en esta Directiva supusieron un punto de inflexión en la regulación, la organización y la estructura del sector eléctrico en la UE, entonces formada por 15 países. La entrada en vigor de esta Directiva se estableció para febrero de 1997, pero los países tuvieron 2 años para adaptar su legislación nacional (Bélgica, Irlanda y Grecia dispusieron de más tiempo).

Todas las novedades importantes comprendidas dentro del primer paquete de medidas para conseguir la liberalización y unificación de sector eléctrico de la UE se exponen de manera esquemática en la Tabla nº 39:

**Tabla 39) Primer paquete de medidas - mercado interior de electricidad UE:**

Establecimiento del mercado interior de la electricidad en la Unión Europea Etapas directivas y medidas liberalizadoras
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Directiva 90/377/CEE del Consejo: transparencia de precios de la electricidad para consumidores industriales finales</li> <li>• Directiva 90/547/CEE del Consejo: favorece el tránsito de electricidad por las grandes redes de alta tensión</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo: sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Entró en vigor el 19 de febrero de 1997. Introduce importantes medidas liberalizadoras <ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación: en cuanto a la construcción de nuevas centrales los estados pueden optar por dos procedimientos licencia o autorización. 1) Licencia, la nueva capacidad se concede en función de la evolución de la demanda. 2) Autorización, se concede siempre que se cumplan los criterios que establezca la Administración.</li> <li>- Transmisión: se designa a un gestor de la red que se encargará de la explotación, mantenimiento y desarrollo de la red de transmisión. En cuanto al acceso a la red, los estados podrán elegir entre el acceso de terceros a la red regulado o negociado, y el comprador único.</li> <li>1- <i>Acceso a la red negociado</i>: los productores, empresas de suministro y clientes cualificados interiores y exteriores al territorio que abarque la red, pueden celebrar contratos de suministro entre sí, pero tendrán que negociar el acceso a la red con su operador, fijando una tarifa a pagar por el servicio de transporte.</li> <li>2- <i>Acceso a la red regulado</i>: los clientes cualificados tendrán derecho al acceso, pagando por ello las tarifas publicadas para la utilización de las redes de transmisión y distribución.</li> <li>3- <i>Comprador único</i>: se define como toda persona jurídica que asuma la responsabilidad en la red en la que esté establecida, de la gestión unificada de las redes de transmisión o de la compra y de la venta centralizadas de electricidad. Los clientes cualificados, productores y empresas de suministro tendrán la libertad de celebrar contratos de suministro entre sí, y el comprador único estará obligado a comprar la electricidad que haya sido objeto del contrato, a un precio igual al precio de venta que ofrezca el comprador único a los clientes cualificados menos el coste por el uso de la red.</li> <li>- Separación y transparencia de cuentas: las empresas eléctricas integradas deberán llevar en su contabilidad interna partidas separadas para sus actividades de generación, transmisión y distribución.</li> <li>- Distribución: los estados miembros pueden exigir a las compañías de distribución la obligación de suministrar electricidad a todos los clientes en su área de actividad. Las tarifas pueden ser reguladas para atender a la igualdad de trato.</li> <li>- Apertura de mercados: tres estadios</li> </ul> </li> </ul>
1- 19 febrero de 1999: consumidores 40 GWh, apertura 23,7% 2- 19 febrero del 2000: consumidores 20 GWh, apertura 28% 3- 19 febrero del 2003 : consumidores 9 GWh, apertura 33%

Fuente: MEZQUITA GARCÍA, Yolanda. *El Mercado de energía en la Unión Europea*. Comisión Nacional de Energía, Madrid, 2006.

### **6.2.2) Segundo paquete de medidas (electricidad): Directiva 2003/54/CE, Reglamento (CE) nº 1228/2003:**

Lo cierto es que la Directiva 96/92/CE, a pesar de tener contribuciones significativas y consecuencias muy positivas, no ha tenido todo el impacto necesario para la consecución efectiva del mercado interior de electricidad. Por lo tanto, dicha Directiva fue sustituida posteriormente por la **Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE**. Se destaca en las consideraciones iniciales que la Directiva anterior fue un paso muy importante, pero que es necesario adoptar más medidas para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico:

*“Sin embargo, subsisten deficiencias importantes y es posible mejorar el funcionamiento de este mercado, en particular son necesarias medidas concretas para garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la generación y para reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y comportamiento abusivo, garantizando así tarifas de transporte y distribución no discriminatorias mediante un acceso a la red basado en tarifas publicadas antes de su entrada en vigor, y velando por la protección de los derechos de los pequeños clientes y de los clientes vulnerables y la publicación de información sobre las fuentes de energía para producción de electricidad (...)”<sup>104</sup>*

Se precisa que en un verdadero y efectivo mercado interior de electricidad deberían garantizarse plenamente las libertades comunitarias también en el sector de la electricidad, lo cual no se ha conseguido aún:

*“Sólo un mercado interior plenamente abierto que permita a todos los consumidores elegir libremente a sus suministradores y a todos los suministradores abastecer libremente a sus clientes es compatible con la libre circulación de mercancías, la libre prestación de servicios y la libertad de establecimiento que el Tratado garantiza a los ciudadanos europeos.”<sup>105</sup>*

Los principales obstáculos que se han identificado consisten en que todavía persisten dificultades relacionadas sobre todo con el acceso desigual a la red, con una tarificación opaca, y con distintos grados de apertura de los mercados nacionales de los Estados miembros. Por eso persiste la necesidad de poner en marcha medidas concretas y más efectivas para garantizar un

---

<sup>104</sup> DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE; Diario Oficial de la Unión Europea; L 176/37 ES; 15.7.2003.

<sup>105</sup> Ibidem - consideraciones preliminares.

acceso a la red igual para todos y sin restricciones algunas, unos precios razonables y una mayor transparencia en el sistema. En definitiva, se insiste en que todavía hace falta proseguir en la labor para la plena realización del mercado común y para la aceleración de la liberalización del sector de la electricidad.

Por todas estas razones, los Jefes de Estado y de Gobierno, reunidos el 23 y 24 de marzo de 2000 en Lisboa, solicitaron la solución urgente de dichas dificultades y la plena integración de los mercados, así como su progresiva liberalización. Como consecuencia de esta reunión del Consejo Europeo, y de la petición del Parlamento Europeo hacia la Comisión Europea hecha a través de su Resolución de 6 de julio de 2000, se aprobó la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

En la Directiva 2003/54/CE se destaca en primer lugar la importancia de la protección al consumidor, sobre todo en cuanto a los hogares y los “clientes vulnerables” (y si los Estados lo consideran oportuno, también a las PYMEs). Se debe garantizar la libertad de elegir al proveedor, en igualdad de condiciones, asegurando unos precios razonables y transparentes. Se destaca también que los Estados miembros pueden imponer a las compañías eléctricas una serie de obligaciones mínimas de servicio público universal, relativas a la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad, al precio del suministro, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética y la protección del clima. En relación con la eficiencia y la protección medioambiental, las empresas eléctricas también están obligadas a proporcionar al cliente la información correspondiente a la contribución de cada fuente energética a la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior, así como su impacto medioambiental.

Se da mucha importancia también a la máxima transparencia en la fase de la generación de electricidad en todo el proceso de la liberalización de los mercados. Se pone hincapié en el procedimiento de las autorizaciones para la construcción de nuevas instalaciones generadoras. Las licitaciones, a cambio de la Directiva anterior, ahora se reservan solo para casos en los que de otra forma no se garantizaría la seguridad del suministro, la protección del medio ambiente o la promoción de nuevas tecnologías.

Otro tema de especial importancia es el de la independencia de los gestores de las redes - tanto de la red de transporte, como de la distribución. La Directiva destaca que hay que profundizar en esta cuestión y velar por que éstos sean totalmente independientes del resto de

actividades no relacionadas con la red, para evitar comportamientos anticompetitivos. Los Estados miembros deben designar un gestor independiente de la red de transporte, el cual a su vez debe:

- garantizar la capacidad a largo plazo de la red para responder a las demandas razonables de transmisión de electricidad;
- contribuir a la seguridad del suministro gracias a una capacidad de transmisión y a una fiabilidad de la red adecuadas;
- gestionar los flujos de energía en la red teniendo en cuenta los intercambios con otras redes interconectadas;
- suministrar al gestor de cualquier otra red interconectada con su red la suficiente información para garantizar su explotación segura y eficaz;
- facilitar asimismo a los usuarios de la red toda la información que precisen para acceder a la red;
- garantizar la no discriminación entre los usuarios de la red.

De manera análoga, los Estados miembros designarán uno o varios gestores independientes de la red de distribución, los cuales también tendrán una serie de obligaciones:

- garantizar la seguridad de la red de distribución de electricidad, su fiabilidad y su eficacia en la zona que cubra, respetando el medio ambiente;
- abstenerse de ejercer cualquier discriminación entre los usuarios de la red;
- facilitar a los usuarios de la red la información que precisen para acceder de manera eficaz a la red;
- dar prioridad a las instalaciones de producción que utilicen las RES o los residuos, o que produzcan calor y electricidad combinadas;
- mantener una capacidad de reserva en su red conforme a procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en las reglas del mercado;
- adoptar medidas de eficacia energética y de gestión de la demanda, o prever la producción distribuida a la hora de planificar el desarrollo de la red de distribución.

Otra cuestión inseparablemente relacionada con la designación, es cómo asegurar la independencia de los gestores de las redes. En el caso de que el gestor forme parte de una empresa integrada verticalmente, es necesario asegurar que este gestor sea independiente de las demás actividades no relacionadas con el transporte/la distribución, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones. En las empresas integradas verticalmente, habrá que adoptar unos criterios mínimos, como por ejemplo asegurar

que las personas que formen parte de la estructura administrativa del gestor de la red, no puedan participar en otras actividades de la empresa relacionadas con la generación o con el suministro. También será necesario, igual que en la Directiva anterior, separar contablemente las actividades de transporte y distribución, como si estas actividades fueran realizadas por distintas empresas, para evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas y distorsiones de la competencia. (Sin embargo, no se solicita la separación de la propiedad de los activos de las empresas integradas verticalmente, a diferencia de la Directiva posterior que sí contempla esta opción de separación.) Existe la posibilidad de no aplicar estos preceptos, por parte de los Estados miembros que así lo decidan, a las empresas eléctricas verticalmente integradas que suministren electricidad a menos de 100 000 clientes conectados, o que suministren a pequeñas redes aisladas. Otra novedad es que también se introduce el derecho al acceso a la contabilidad de las empresas eléctricas. Y en cuanto al acceso de terceros a la red (ATR), se contempla que el único sistema aplicable será el del acceso regulado, con tarifas no discriminatorias, publicadas previamente y aprobadas por la autoridad reguladora nacional.

Se resalta en la Directiva 2003/54/CE la importancia del papel de las autoridades reguladoras nacionales en el proceso de la liberalización del mercado, concretamente en su artículo 23:

*“Los Estados miembros designarán uno o varios organismos competentes con la función de autoridades reguladoras. Estas autoridades serán totalmente independientes de los intereses del sector de la electricidad. A través de la aplicación del presente artículo, se encargarán, como mínimo, de garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mercado (...)<sup>106</sup>”*

A continuación, se fija una serie de obligaciones de supervisión de las agencias nacionales, tales como por ejemplo la supervisión de la separación efectiva de cuentas de gestores de red, el nivel de transparencia y competencia, las condiciones y tarifas de conexión aplicables a los nuevos productores de electricidad, etc. También se establece la obligación de determinar o aprobar las tarifas o la metodología utilizada para calcular las tarifas de transporte y distribución, de publicar informes anuales o de resolver reclamaciones.

También se indica la intención de crear el Grupo de Autoridades Reguladoras Europeas para la electricidad y el gas - para garantizar la coordinación de las autoridades reguladoras nacionales. (Posteriormente se aprobó la Decisión de la Comisión 2003/796/CE de 11 de

---

<sup>106</sup> Ibidem - Artículo 23 (Autoridades reguladoras).

noviembre de 2003 por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y del gas (conocido por sus siglas en inglés ERGEG = *European Regulators' Group for Electricity and Gas*). Y más tarde también se creó la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER = *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) mediante el Reglamento (CE) nº 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009.)

Por último, se establece un calendario de apertura del mercado eléctrico a los clientes cualificados, siendo éstos: a partir del 1 de julio de 2004 todos los clientes no domésticos y a partir del 1 de julio de 2007 todos los clientes.

El siguiente precepto legislativo adoptado es **Reglamento (CE) nº 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad**. En el segundo paquete de medidas, de manera parecida al primer paquete, hacía falta incluir en la regulación también cuestiones de interconexión entre las redes europeas de transporte de la electricidad. Las autoridades europeas han expresado claramente, que para la creación de un verdadero mercado interior de la electricidad, debe fomentarse e intensificarse el comercio de electricidad intracomunitario. Para ello, es imprescindible promover las conexiones entre las redes de transporte a nivel regional y entre los países europeos, armonizar las normas aplicables a los gestores de redes de transporte nacionales, fomentar la transparencia del sistema, aplicar medidas oportunas de gestión de la congestión y, cuestión muy importante, establecer principios fundamentales comunes sobre la tarificación y sobre la asignación de capacidad. La importancia de la armonización de las normas se recoge entre las consideraciones preliminares del Reglamento:

*“Es importante evitar que las normas divergentes en materia de seguridad, de explotación y de planificación utilizadas por los gestores de redes de transporte en los Estados miembros conduzcan a una distorsión de la competencia. Además, debe existir transparencia para los operadores de mercado en lo relativo a las capacidades de transferencia disponibles y a las normas en materia de seguridad, de explotación y de planificación que afecten a las capacidades de transferencia disponibles.”<sup>107</sup>*

El Reglamento (CE) nº 1228/2003, por lo tanto, pretende establecer propuestas específicas para superar los obstáculos aún existentes para el comercio intracomunitario de electricidad, debido a las diferencias entre los sistemas de tarificación aplicados en los distintos

---

<sup>107</sup> REGLAMENTO (CE) No 1228/2003 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad; DO L 176 de 15.7.2003, p. 1.



Estados miembros. Una condición previa para la competencia efectiva en el mercado interior es el establecimiento de una tarificación no discriminatoria y transparente, pero también es necesario cierto grado de armonización, a fin de evitar la distorsión del comercio. El artículo 1 del Reglamento recoge de esta manera el objeto de la normativa:

*“El presente Reglamento tiene por objeto establecer unas normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad, impulsando así la competencia en el mercado interior de la electricidad habida cuenta de las particularidades de los mercados nacionales y regionales. Ello implicará el establecimiento de un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos y la fijación de principios armonizados sobre tarifas de transporte transfronterizo y sobre la asignación de la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte.”<sup>108</sup>*

A continuación, se resumen esquemáticamente las medidas comunitarias comprendidas en el segundo paquete en la siguiente Tabla nº 40:

**Tabla 40) Segundo paquete de medidas - mercado interior de electricidad UE:**

Establecimiento del mercado interior de la electricidad en la Unión Europea Etapas directivas y medidas liberalizadoras	
Segunda etapa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Directiva 2003/54/CEE del Parlamento Europeo y del Consejo: sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CEE. Los estados miembros han tenido de plazo hasta el 1 de julio de 2004 para transponer las medidas contenidas en la directiva a sus legislaciones nacionales.</li> <li>- Recoge las principales medidas incluidas en la Directiva 96/92/CEE pero profundiza en algunos aspectos sustanciales del proceso de apertura del mercado eléctrico europeo. Fija la apertura del mercado para todos los consumidores no domésticos a más tardar a partir del 1 de julio de 2004 y para los consumidores domésticos a partir del 1 de julio de 2007.</li> <li>• Reglamento (CEE) Núm. 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo: relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.</li> <li>- Tiene por objeto establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad. Se establece un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos y se fijan principios armonizados sobre tarifas de transporte transfronterizo y sobre la asignación de la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte.</li> </ul>

Fuente: MEZQUITA GARCÍA, Yolanda. *El Mercado de energía en la Unión Europea*. Comisión Nacional de Energía, Madrid, 2006.

<sup>108</sup> Ibidem - artículo 1 (Objeto y ámbito de aplicación).

### **6.2.3) Tercer paquete de medidas (electricidad): Directiva 2009/72/CE, Reglamento (CE) nº 714/2009 y Reglamento (CE) nº 713/2009:**

Después de la puesta en marcha del segundo paquete de medidas relativas al mercado eléctrico en el año 2003, la Comisión procedió a evaluar el impacto que la nueva normativa supuso en el funcionamiento del mercado interior de electricidad. Y, de manera similar que ocurrió tras la adopción del primer paquete de medidas, se detectó una serie de insuficiencias importantes, las cuales se recogieron en varios documentos publicados por la Comisión.

Por ejemplo, en la **Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, “Una política energética para Europa” COM (2007) 1 final**, vista en el capítulo anterior dedicado a las actuaciones comunitarias que sentaron la base para la formulación de la Política Energética Común, incluye el mercado interior de energía en primer lugar entre los 10 puntos más importantes que necesitan ser tratados adecuadamente para conseguir los objetivos energéticos de la UE. En su capítulo titulado “Mercado interior de la energía” se recogen concretamente siete observaciones o propuestas para mejorar el funcionamiento del mercado y hacerlo más efectivo.

Las actuales normas y medidas para conseguir un mercado interior de energía son indudablemente un impulso bueno, como se apunta la Comunicación, pero todavía no se han logrado los objetivos deseados. Siguen persistiendo algunas dificultades, por lo que el mercado interior aún no funciona plenamente y con la máxima efectividad. Entre las medidas que hace falta potenciar, la Comisión destaca:

- En primer lugar la separación efectiva de la gestión de las redes de transporte y distribución por una parte, y de la producción y suministro por otra parte - ya sea mediante la designación del gestor independiente de las redes (siendo la red de transporte propiedad de la misma empresa que produce o suministra la electricidad, pero gestionada por una entidad independiente) o mediante la separación de propiedad (la producción y/o el suministro están desempeñados por una empresa distinta a la propietaria de la red). La experiencia económica demuestra, según la Comunicación de la Comisión, que la separación de la propiedad es la forma más efectiva de garantizar a los consumidores la posibilidad de elegir libremente al suministrador, y también de fomentar a la inversión. Es la manera más efectiva de evitar el riesgo de discriminación y abuso que puede existir cuando las empresas controlan las redes energéticas además de la producción o la venta.



- En segundo lugar, hace falta asegurar que la reglamentación sea más efectiva, ya sea armonizando las normas relativas a los poderes y a la independencia de los reguladores de la energía, o armonizando las normas técnicas necesarias para el buen funcionamiento del comercio transfronterizo. La mayoría de las normas técnicas todavía difieren entre los Estados miembros, lo que dificulta y a veces imposibilita el comercio transfronterizo de electricidad. Por lo tanto los reguladores nacionales deberían reforzar su colaboración, también el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas (ERGEG) debería tener un papel más activo, pero también se menciona el Proyecto de Acuerdo Interinstitucional sobre el encuadramiento de las agencias reguladoras europeas COM(2005) 59 final, que baraja la opción de crear un nuevo organismo facultado para tomar decisiones en relación con aspectos técnicos y reglamentarios del mercado energético común.

- En tercer lugar, es necesario aumentar la transparencia para que el mercado funcione correctamente - que la información sea suficiente y que llegue a todos por igual es una cuestión básica. Por un lado, los gestores de las redes de transporte aportan niveles de información muy distintos (lo que dificulta el acceso de nuevos competidores), por otro lado, los generadores deberían aportar mayor nivel de transparencia en cuanto a la generación disponible (para evitar la posible manipulación de precios).

- En cuarto lugar, hace falta invertir más en la mejora de la infraestructura energética (este aspecto está desarrollado con detalle en la Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007: *"Plan prioritario de interconexión"* COM (2006) 846 final, que se presentó conjuntamente con la Comunicación de la Comisión COM (2007) 1 final.) Se necesita en sobre todo determinar las deficiencias infraestructurales más importantes y, a continuación, poner en marcha estos cuatro proyectos prioritarios más significativos: conexión de las redes eléctricas de Alemania, Polonia y Lituania; conexión con las centrales eólicas marinas en el norte de Europa; interconexión de las redes eléctricas de Francia y España; y el gasoducto Nabucco, que transporta gas natural desde el Mar Caspio a Europa Central.

- El quinto punto corresponde a las mejoras en la seguridad de la red, creando unas normas mínimas y obligatorias comunes de seguridad de la red, con el fin de aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico y prevenir las posibles interrupciones de suministro.

- El sexto ámbito de mejoras en cuanto al mercado interior de energía es la inversión para garantizar la adecuación de la capacidad de generación de electricidad y del suministro de gas al consumo previsto.

- Y, por último, la energía como servicio público también es susceptible de mejoras – se destaca sobre todo la necesidad de luchar contra la “indigencia energética” de los consumidores más vulnerables. La Comisión prevé elaborar una “Carta del Consumidor de Energía” que aseguraría un programa de ayudas para los ciudadanos más vulnerables, mayor nivel de información y menos burocracia a la hora de cambiar de suministrador, pero también la protección del consumidor frente a las prácticas de venta abusivas.

A continuación, la Comisión publicó otros dos documentos que ponen en evidencia las carencias que persisten en la formación del mercado interior energético, y en especial del eléctrico. Se trata de la **Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, “*Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad*” COM (2006) 841 final**. Y la **Comunicación de la Comisión, de 10 de enero de 2007, “*Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)*” COM (2006) 851**. (A saber, se investigó la conformidad con el Reglamento (CE) nº 1/2003 del Consejo de 16 de diciembre de 2002 relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado CE.) Las dos Comunicaciones subrayaron que las normas y medidas empleadas hasta ahora, realmente no instauraron el marco necesario para alcanzar el objetivo de un mercado interior que funcione adecuadamente. La Comisión considera que para lograr el mercado interior de la electricidad es importante modificar las normas actuales, de modo que garanticen efectivamente una competencia leal y un suministro de electricidad al precio más competitivo posible.

Asimismo, en la **Comunicación de la Comisión, de 11 de marzo de 2009, al Consejo y al Parlamento Europeo COM (2009) 115**, titulada “***Informe sobre los progresos realizados en la creación del mercado interior del gas y de la electricidad***” se señalan las mismas carencias del sistema actual. El Informe por un lado subraya el impacto positivo que tuvo el segundo paquete de medidas en el mercado interior de la energía. Se valoran los progresos que se han realizado en la transposición de las medidas adoptadas por la Comisión y se destaca que se ha realizado un gran esfuerzo para establecer una verdadera competencia, especialmente en lo que se refiere a las iniciativas regionales. Además, los Estados miembros, según indica la Comisión,

tratan de cumplir el Reglamento (CE) Nº 1228/2003 sobre las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, sobre todo en lo que se refiere a las orientaciones sobre la gestión de la congestión. Pero a continuación la Comisión pone el acento en las deficiencias de la actual configuración del mercado eléctrico. Considera que, a pesar de los avances, el funcionamiento del mercado interior de electricidad no ha sido tan eficiente de lo esperado. Como ejemplo, y al contrario de lo esperado, los precios de la electricidad para los clientes domésticos en el primer semestre de 2008 registraron grandes diferencias entre los Estados miembros. Esto nos revela una integración insuficiente del mercado eléctrico, el cual todavía está muy fragmentado. Para solucionar esta situación, lo primero sería intensificar el proceso de la integración del mercado, entre otros mediante el desarrollo de infraestructuras interconectadas y comercio transfronterizo. Por último, la Comisión recomienda a los Estados miembros abandonar la regulación de los precios de electricidad, lo cual dificulta la competencia y desanima a los proveedores potenciales de acceder al mercado.

De los documentos publicados por la Comisión, relativos al progreso en la consecución del mercado eléctrico común, se desprende que seis años después de la aprobación de la Directiva 2003/54/CE han persistido deficiencias, sobre todo en lo referente a la competencia leal y a la protección de los consumidores, por lo que la Comisión decidió redefinir las medidas existentes. Como consecuencia se aprobó la **Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.**

Hay que apuntar que la nueva Directiva recoge en gran medida los hitos y avances contenidos en sus predecesoras, las modifica y mejora en el caso de que no eran suficientes, y añade nuevas medidas en el caso de la necesidad de profundizar en algún aspecto. Por lo tanto, una gran parte del texto coincide con la Directiva anterior. Nos vamos a centrar en las novedades que trae esta nueva normativa, o en los puntos en los que pone más énfasis.

Entre las deficiencias que dificultan la plena instauración del mercado interior de electricidad la nueva Directiva 2009/72/CE destaca en sus consideraciones preliminares la persistencia de medidas discriminatorias a la hora del acceso a la red, así como la ineficiente supervisión de las agencias reguladoras nacionales de los Estados miembros:

*“Sin embargo, en la actualidad, existen obstáculos para la venta de electricidad en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja de ningún tipo en la Comunidad. En*

*particular, no existe todavía un acceso a la red no discriminatorio ni tampoco un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro.*<sup>109</sup>”

En cuanto a las obligaciones de servicio público y la protección al consumidor, que es el primer punto en el que esta Directiva decidió ir más allá y adoptar nuevas medidas, hace falta destacar tres novedades, básicamente. Primero, los Estados miembros deben garantizar a todos los consumidores el derecho de elegir al proveedor de electricidad, independientemente del Estado miembro en el que éste esté registrado, y a cambiarlo fácilmente, en un plazo de tres semanas. También los Estados miembros deben garantizar a los consumidores el derecho de recibir toda la información necesaria sobre el consumo por parte de los suministradores de electricidad. Éstos últimos tienen que informar a los clientes sobre la contribución de cada fuente energética, el impacto medioambiental causado y también los derechos del cliente en caso de litigio. Y por último, los Estados miembros deben crear la figura del Defensor del pueblo para la energía o un organismo de defensa del consumidor de energía independiente, para garantizar a los consumidores la protección necesaria en caso de reclamaciones.

En cuanto a las medidas discriminatorias persistentes se destaca la poca efectividad de la separación (“unbundling”) de las actividades de gestión de las redes por una parte y de producción y suministro por otra parte. Precisamente esta es una de las razones por las que sigue existiendo riesgo de discriminación y gestión poco transparente por parte de las empresas eléctricas. Solamente si se consigue que esta separación sea efectiva, es decir que el gestor de la red sea independiente de las empresas que producen y comercializan la electricidad, se resuelve el problema de discriminación en el acceso a la red y de transparencia en el mercado. La Comisión, contemplando sus posibilidades de actuación para hacer esta separación más efectiva, llegó a la conclusión de que la separación patrimonial sería la solución adecuada a este problema persistente. Por lo tanto, en el caso de que las empresas estén integradas verticalmente, a diferencia de las Directivas anteriores que no lo exigían, ahora la solución, según la Comisión, pasaría por la separación patrimonial. Lo que significaría que en la UE ninguna empresa podría ser propietaria a la vez de instalaciones de generación, de red de transporte, de red de distribución y/o comercializar la energía al mismo tiempo. En la práctica esto probablemente conllevaría a la disolución de las grandes empresas nacionales. Pero esta política se topó con una rotunda negativa de varios Estados miembros, sobre todo de Francia, Alemania, Austria, Grecia, Luxemburgo o Italia; y también presentaron serias críticas algunos de los nuevos Estados

---

<sup>109</sup> DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE; Diario Oficial de la Unión Europea - Directivas; 5 L 211/5 ES; 14.8.2009.

miembros, como Bulgaria, Lituania, Letonia o la República Checa. Los argumentos de los primeros pasaron por lo indeseable que sería el debilitamiento de la postura negociadora de sus gigantes energéticos en el mercado mundial; y los segundos alegaron el peligro de la entrada de empresas rusas en sus mercados y el consiguiente aumento de la influencia de Rusia en el sector. La postura negativa se centraba básicamente en que la separación total supondría un grave peligro para la seguridad de suministro. Sin embargo, los países que ya emprendieron pasos importantes en la liberalización de sus mercados energéticos desde 2003, como por ejemplo el Reino Unido, Bélgica, Holanda, Irlanda, Dinamarca o Suecia, estaban claramente a favor de dichas medidas. Finalmente, después de un largo debate, se alcanzó en 2008 un compromiso y la Directiva 2009/72/CE recoge tres opciones de “unbundling”, entre las cuales los Estados miembros pueden optar libremente:

1) Separación patrimonial - supone una efectiva separación de la propiedad de los activos de la empresa, de manera que a partir de ahora cada una de las actividades de red - el transporte y la distribución - estén desempeñadas por empresas distintas. Por lo tanto, la empresa integrada verticalmente se divide en varias empresas y cada una es propietaria y gestora de su parte correspondiente del sistema eléctrico. Esta opción se recoge en el artículo 9 - *Separación de las redes de transporte y de los gestores de red de transporte*.

2) La designación del gestor de red independiente (“Independent System Operator” = ISO) - supone el nombramiento de un gestor independiente, que no forme parte de la estructura administrativa de las demás actividades eléctricas. Se trata de un agente externo que gestiona la red, que no es de su propiedad, de manera independiente a los intereses del propietario integrado verticalmente. Esta opción se recoge en los artículos 13 - *Gestores de red independientes*, y 14 - *Separación de los propietarios de redes de transporte*:

*“Cuando se haya designado un gestor de red independiente, los propietarios de redes de transporte que formen parte de una empresa integrada verticalmente serán independientes de las demás actividades no relacionadas con el transporte, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones.”<sup>110</sup>*

3) La designación del gestor de transporte independiente (“Independent Transmission Operator” = ITO) - se trata de la opción más “light” de las previstas, incluida

---

<sup>110</sup> Ibidem - artículo 14.

expresamente a petición de Francia, Alemania y 6 países más. Según esta opción, la propiedad de la red sigue siendo de la empresa integrada verticalmente, la gestión de las actividades de red se designa a un gestor distinto de la empresa propietaria, pero este gestor será separado solo legalmente (por eso, la separación legal, es como también se denomina a este tipo de “unbundling”). En realidad, el gestor sería una filial de la empresa integrada verticalmente, por lo que la inclusión de esta tercera figura limita el alcance de la Directiva en el campo de la separación efectiva, según muchos. (Tichý 2011; Sysel 2011; Kayikçi, 2011.) La regulación del gestor de transporte independiente se recoge en el Capítulo V de la Directiva 2009/72/CE, que comprende artículos 17 - 23.

En cuanto al cumplimiento de la normativa relativa a la separación, son las autoridades reguladoras nacionales las que deben velar por la realización efectiva de la separación y denegar, en el caso contrario, la certificación necesaria para operar en el mercado europeo. (Las mismas reglas se aplican también a las empresas extracomunitarias que quieran participar en el mercado interior.) Las autoridades reguladoras nacionales son uno de los pilares de la Directiva, ya que se pone mucho hincapié en su importancia. Cada Estado miembro tiene la obligación de designar una única autoridad reguladora a escala nacional, la cual tendrá que ser independiente y ejercer sus competencias de manera imparcial. (No obstante, cada Estado miembro puede crear también autoridades regionales, subordinadas a la entidad nacional.) Sus objetivos están relacionados con el pleno funcionamiento del mercado interior de electricidad:

*“(...) promover un mercado interior de la electricidad competitivo, seguro y sostenible ambientalmente en la Comunidad, abrir el mercado de manera efectiva a todos los clientes y suministradores comunitarios, y garantizar las condiciones adecuadas para que las redes de electricidad funcionen de modo eficaz y fiable, teniendo en cuenta objetivos a largo plazo.”<sup>111</sup>*

Asimismo, deben por ejemplo desarrollar mercados regionales competitivos, eliminar las restricciones al comercio de electricidad entre Estados miembros, desarrollar la capacidad de transporte transfronterizo, fomentar la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y la generación distribuida, facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de generación, contribuir a alcanzar un alto nivel de servicio universal y público, etc.

A continuación, se fijan sus principales obligaciones, las cuales son las siguientes:

- establecer las tarifas de transporte y distribución;

---

<sup>111</sup> Ibidem - artículo 36 (Objetivos generales de la autoridad reguladora).

- cumplir y poner en práctica las decisiones de la Comisión, así como vigilar el cumplimiento de la Directiva;
- cooperar en cuestiones de interconexión y comercio transfronterizo;
- vigilar los planes de inversión de los gestores de redes de transporte;
- controlar el nivel de transparencia, incluido el de los precios;
- controlar el grado y la efectividad de apertura del mercado y de competencia, tanto en el mercado mayorista como en el minorista;
- asegurar a los clientes el acceso a los datos de consumo;
- emitir informes anuales, etc.

Finalmente es preciso mencionar que los Estados miembros están obligados a transponer la Directiva 2009/72/CE en sus respectivos Ordenamientos Jurídicos antes del 3 de marzo de 2011. Pero lo cierto es que ninguno de los Estados miembros implementó las normas pertinentes en la fecha límite fijada por la Directiva.

Dentro del tercer paquete de medidas, de manera similar al segundo paquete, además de la Directiva mencionada, se incluye otra normativa necesaria para corregir las deficiencias del mercado eléctrico común. Concretamente, un Reglamento que regula el comercio transfronterizo de electricidad y también un Reglamento que, como novedad, crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER). Estas dos medidas son las que van a ser analizados a continuación.

El primer precepto legal es el **Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003**. Como bien se destaca en las consideraciones preliminares, el Reglamento (CE) nº 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, que precede al nuevo Reglamento y que estuvo integrado en el segundo paquete de medidas, ha contribuido de manera destacada a la creación del mercado interior de la electricidad. Precisamente fomentando el comercio transfronterizo, es como se pueden conseguir mejoras de la eficiencia, precios competitivos, aumento de la calidad del servicio, más seguridad del suministro y sostenibilidad medioambiental. Pero las medidas adoptadas anteriormente, a pesar de ser muy significativas, no han sido suficientes, ya que, según recoge el Reglamento, no se han eliminado todos los obstáculos al mercado interior de electricidad:

*“Sin embargo, en la actualidad, existen obstáculos para la venta de electricidad en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja en la Comunidad. En particular, no existe todavía un acceso a la red no discriminatorio ni tampoco un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro, y siguen existiendo mercados aislados.*

*La Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, de 10 de enero de 2007, titulada “Una política energética para Europa” destacaba la importancia de completar el mercado interior de la electricidad y de crear condiciones de igualdad para todas las empresas eléctricas establecidas en la Comunidad. Las Comunicaciones de la Comisión de 10 de enero de 2007, tituladas “Perspectivas de los mercados interiores del gas y la electricidad” e “Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) no 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)”, demostraron que las actuales normas y medidas no crean el marco necesario ni tampoco ofrecen las condiciones necesarias para la creación de capacidades de interconexión para lograr el objetivo de un mercado interior eficiente y abierto que funcione adecuadamente.”<sup>112</sup>*

Por lo visto, el marco regulador del mercado interior de la electricidad establecido en el Reglamento (CE) nº 1228/2003 debe adaptarse y reformularse para cumplir con los objetivos de impulsar la competencia y armonizar el mercado interior de electricidad. Hay que introducir una serie de nuevas normas para crear un marco más efectivo para el comercio transfronterizo de electricidad. Entre los puntos clave en los que se intensifica la actuación reglamentaria, se enumeran los siguientes:

Ante todo, se necesita una mayor cooperación y coordinación entre los gestores de redes de transporte en la Unión Europea. Para eso se prevé la creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad “REGRT de Electricidad”. (Todos los gestores de redes de transporte a partir de ahora estarán obligados a cooperar a nivel comunitario a través de la REGRT de Electricidad, que es una asociación europea de los gestores de transporte de electricidad. Su nombre en inglés es “European Network of Transmission System Operators for Electricity”, ENTSO-E.) De esta manera debería asegurarse un acceso efectivo y transparente a las redes de transporte de modo indiscriminado en todo el territorio de la UE. Para eso será necesario que los gestores de redes de transporte elaboren unos códigos de red, los cuales deberían garantizar una planificación coordinada a nivel europeo, suficientemente previsora y

---

<sup>112</sup> REGLAMENTO (CE) no 715/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1775/2005; Diario Oficial de la Unión Europea; L 211/36 ES; 14.8.2009.



teniendo en cuenta los avances técnicos. Es necesario y urgente también crear nuevas capacidades de interconexión de redes de transporte, siempre teniendo en cuenta la sostenibilidad medioambiental. Para promover la creación de nuevas conexiones, tiene que existir un sistema adecuado de incentivos para atraer la inversión en grandes infraestructuras eléctricas. La gestión óptima y eficiente de la red de transporte de electricidad, el acceso homogéneo a la información, una adecuada gestión de los problemas de congestión, el establecimiento de unos principios comunes sobre la tarificación y la asignación de capacidad - éstas son las tareas indispensables que deben ejercer las autoridades reguladoras nacionales, con el fin de permitir que el comercio y el suministro de electricidad funcione efectivamente en toda la Unión Europea. Por eso las autoridades reguladoras nacionales deben velar por el cumplimiento de las normas comunes contenidas en el nuevo Reglamento y deben evitar que la existencia de normas divergentes en materia de seguridad, explotación de redes y planificación utilizadas en los Estados miembros conlleven a una distorsión de la competencia.

El tercer y último precepto legal incluido en el tercer paquete de medidas, es el **Reglamento (CE) nº 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía**. Se trata de otra medida encaminada a asegurar el buen funcionamiento del mercado interior de la energía, con el fin de alcanzar los objetivos de la política energética de la UE. Esta medida se inscribe en el marco de las actuaciones comunitarias emprendidas para eliminar los obstáculos existentes para los intercambios transfronterizos de electricidad y gas natural. Por lo tanto, para ubicarnos en el contexto, primero hará falta hacer un breve recorrido por las actuaciones que precedieron la creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (se conoce por sus siglas en inglés - Agency for the Cooperation of the Energy Regulators - ACER).

En primer lugar, hay que destacar la creación en 2003 del Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas (ERGEG), como primer paso hacia una cooperación más estrecha entre los Estados miembros en materia del comercio transfronterizo y de la armonización de la normativa para eliminar los obstáculos a la competencia. El objetivo de la creación de esta entidad se recoge en las consideraciones preliminares del Reglamento (CE) nº 713/2009 de esta manera:

*“La Comisión, mediante la Decisión 2003/796/CE, creó un Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas (ERGEG) para facilitar la consulta, la coordinación y la cooperación entre los organismos reguladores de los Estados miembros, y entre estos y la Comisión, a fin de consolidar los mercados interiores de la electricidad y del gas*

*natural. Dicho Grupo está compuesto por representantes de las autoridades reguladoras nacionales creadas en virtud de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y de la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativa a normas comunes para el mercado interior del gas natural.*<sup>113</sup>”

Del párrafo arriba citado se desprende que el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas (ERGEG) fue creado por la Comisión Europea como un grupo consultivo independiente, para ayudar a la Comisión en la consolidación del mercado único de la electricidad y del gas. Los miembros del ERGEG son los jefes de los organismos reguladores nacionales de la energía de los 28 países de la UE. El objetivo de la entidad es facilitar una aplicación coherente en todos los Estados miembros de las provisiones establecidas en la legislación comunitaria vigente para el sector de la electricidad (y también del gas), y de asesorar y ayudar a la Comisión Europea a garantizar la creación y el buen funcionamiento del mercado interior de la energía en Europa. Concretamente, ERGEG debe facilitar la consulta, la coordinación y la cooperación de los reguladores nacionales de la energía, lo cual contribuye a aplicar de manera coherente la legislación energética de la UE, a compartir las mejores prácticas reguladoras y a asegurar mayores niveles de transparencia.

Se resume que el trabajo realizado por el ERGEG desde su creación en 2003 supuso una aportación muy positiva para alcanzar el mercado interior del gas natural y de la electricidad. Sin embargo, como reconocen los representantes del sector, y como propone el propio ERGEG, la cooperación entre las autoridades reguladoras nacionales, que hasta ahora fue voluntaria, debe tener ahora lugar dentro de una estructura comunitaria con competencias claras y con la facultad de aprobar decisiones regulatorias en casos concretos. Por esa razón el Consejo Europeo en 2007 instó a la Comisión a diseñar un mecanismo de cooperación entre los reguladores nacionales y crear un nuevo organismo que sería más efectivo, a diferencia del ERGEG, que era solo un grupo consultivo y no tenía competencias para tomar decisiones vinculantes. Como consecuencia se creó la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) por el Reglamento (CE) nº 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009. ACER comenzó su actividad oficialmente en marzo de 2011 y su sede se encuentra en Ljubljana, Eslovenia. Con la puesta en marcha de este nuevo mecanismo de cooperación, ERGEG dejó de cumplir con su función y fue disuelto por Decisión de la Comisión

---

<sup>113</sup> REGLAMENTO (CE) no 713/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía; Diario Oficial de la Unión Europea - Reglamentos; L211/1 ES; 14.8.2009.

de 16 de mayo de 2011 que deroga la Decisión 2003/796/CE por la que se establece el Grupo de Organismos Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas. Actualmente, por lo tanto, ACER es el organismo comunitario destinado a proporcionar un marco dentro del cual los organismos reguladores nacionales puedan cooperar, ayudarles en el ejercicio de las tareas reguladoras a nivel comunitario, coordinar su actuación y asegurar una gobernanza más eficaz.

Entre las principales tareas de ACER es promover la cooperación de los gestores de redes de transporte en el marco de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte para la electricidad y el gas (REGRT), supervisar la correcta ejecución de sus tareas, vigilar la aplicación de los códigos de red y de las directrices adoptadas por la Comisión, así como emitir dictámenes y recomendaciones dirigidas a ésta. Promover la cooperación entre las autoridades reguladoras nacionales, y entre éstas y las autoridades europeas, tanto a nivel regional como a nivel comunitario, es otra de las tareas de ACER. También puede adoptar decisiones individuales sobre cuestiones técnicas cuando la normativa lo prevea, emitir dictámenes y recomendaciones dirigidos a las autoridades reguladoras o promover el intercambio de buenas prácticas. Las tareas relacionadas con las condiciones de acceso y seguridad operativa de las infraestructuras transfronterizas, es otro de los cometidos enumerados en el Reglamento del que tiene que ocuparse ACER. Las infraestructuras transfronterizas, y especialmente las condiciones de acceso y la seguridad operativa, pertenecen entre las competencias de las autoridades reguladoras nacionales. Pero cuando éstas no se ponen de acuerdo en el plazo de 6 meses o cuando así lo solicitan, ACER podrá decidir sobre el procedimiento de asignación de capacidad y los plazos de asignación, sobre el reparto de los costes de congestión y sobre el cobro de cánones. Y por último, ACER asume también otras tareas, como por ejemplo la supervisión del sector de electricidad, en colaboración con los demás agentes implicados:

*“La Agencia, en estrecha colaboración con la Comisión, los Estados miembros y las autoridades nacionales pertinentes, incluidas las autoridades reguladoras nacionales, y sin perjuicio de las competencias de las autoridades responsables de la competencia, supervisará los mercados interiores de la electricidad y el gas natural, en particular los precios al por menor de la electricidad y el gas natural, el acceso a las redes, incluido el acceso a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, y el cumplimiento de los derechos de los consumidores (...)<sup>114</sup>”*

---

<sup>114</sup> Ibidem - Artículo 11 (Supervisión e información sobre los sectores de la electricidad y el gas natural).

#### **6.2.4) Electricidad en España:**

Como ya se mencionó al principio del Capítulo, en este epígrafe se incluirá una parte del Informe elaborado durante la estancia de investigación en la Agencia de la Defensa de la Competencia de Andalucía (ADCA), titulado *Legislación de la Unión Europea relativa al Mercado Eléctrico y la Configuración del Mercado Eléctrico en España*. Concretamente, se incluirá la parte relativa al sistema y al mercado eléctrico en España, que servirá como una especie de estudio de caso. Y es que dentro de la Tesis también es de interés observar la plasmación las disposiciones comunitarias vistas hasta ahora, en el sector eléctrico de un Estado miembro concreto.

La estancia de investigación fue realizada en el marco de la beca de investigación convocada por la Cátedra de la Competencia de la Universidad de Sevilla en colaboración con la ADCA durante el curso 2013/14, y dicho Informe es el fruto de ésta. Se incluye a continuación, en su formato original, tal y como se entregó en junio de 2014<sup>115</sup>.

---

<sup>115</sup> La primera entrega fue hecha en diciembre de 2013 y la entrega final del Informe fue hecha en junio de 2014, con todas las partes correspondientes y datos actualizados a tal fecha.

El Informe (concretamente la parte dedicada a análisis del sistema y del mercado eléctrico español), se incluye en su versión y formato originales, sin proceder a cambios sustantivos. Por lo tanto los datos y las fechas mencionadas en éste, están actualizadas a junio de 2014.

No se va a proceder a otra actualización de datos, ya que esto implicaría cambios sustantivos en el Informe. (De hecho sería un Informe nuevo. Con lo cual se perdería el objetivo de proporcionar los resultados de la investigación hecha durante la estancia en la ADCA.) Por lo tanto, téngase en cuenta que se analiza la situación del momento correspondiente, la cual previsiblemente podría haber cambiado a la fecha de la entrega de la Tesis.

# **INFORME**

## **SOBRE LA LEGISLACIÓN DE LA UNIÓN EUROPEA RELATIVA AL MERCADO ELÉCTRICO**

### **Y LA CONFIGURACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA**



Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía  
CONSEJERÍA DE ECONOMÍA, INNOVACIÓN, CIENCIA Y EMPLEO



**NADIA BARCALOVÁ** para la

**Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía**

**Consejería de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo - JUNTA DE ANDALUCÍA**

**Avenida de la Borbolla, nº1, C.P. 41004, Sevilla**

**TEL: 955 40 77 21, FAX: 955 40 77 20**

**[defensacompetencia.adca@juntadeandalucia.es](mailto:defensacompetencia.adca@juntadeandalucia.es)**

**[www.juntadeandalucia.es/defensacompetencia/opencms/web\\_es/noticias/inicio.html](http://www.juntadeandalucia.es/defensacompetencia/opencms/web_es/noticias/inicio.html)**

**Junio 2014**

## **ÍNDICE:**

- 1) Sumario ejecutivo
- 2) Introducción y contexto
- 3) La Política Energética de la Unión Europea
- 4) Legislación EU relativa al mercado eléctrico

- 5) Electricidad en España:

- 5.1) Legislación: desde la privatización del sector hasta la “reforma eléctrica”

- 5.1.1) Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE)

- 5.1.2) Modificaciones de la LSE y su desarrollo reglamentario

- 5.1.3) Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

- 5.2) Sistema eléctrico español:

- 5.2.1) Configuración (hechos y números)

- 5.2.2) Generación/transporte/distribución/comercialización

- 6) Resumen y conclusiones
- 7) Índice de tablas y gráficos
- 8) Glosario y lista de abreviaturas y acrónimos
- 9) Bibliografía y páginas web de interés

## **5) MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA:**

Después de haber repasado toda la evolución del sector energético (y, en especial, eléctrico) a nivel comunitario desde los inicios hasta la creación de la Política energética de la Unión Europea, después de haber conocido los objetivos energéticos de la UE y después de haber visto la regulación aplicable, ahora cabe centrarnos en el caso concreto del sector eléctrico en España. En el siguiente capítulo se procederá a analizar la configuración y el funcionamiento del sistema y del mercado eléctrico español, con todas sus peculiaridades, para finalmente apuntar a las deficiencias existentes y proponer una serie de mejoras que conducirían a la mejora en los niveles de la competencia, lo cual, a su vez, ayudaría a la consecución de los objetivos energéticos comunitarios también a nivel nacional.

### **5.1) Legislación: desde la privatización del sector hasta la “reforma eléctrica”:**

Para describir y analizar el sistema y el mercado eléctrico español, primero hace falta adentrarnos en su configuración legal, ya que el funcionamiento real viene dado principalmente por las normas que lo rigen. Entonces, para entender bien cuál es la situación actual y para conocer el por qué de las cosas, es imprescindible tener un conocimiento de la normativa del sector eléctrico español. Y para conocer no sólo la configuración actual, sino también el contexto en el que nos desenvolvemos, es de interés hacer también un breve recorrido por la evolución legislativa del sector (sobre todo teniendo en cuenta que se trata de un sector muy dinámico, en el que la normativa aplicable cambia bastante a menudo, con el fin de solucionar problemas que el sector eléctrico lastra desde el pasado.)

Por lo tanto, en este capítulo se hará un análisis de la legislación que rige el sector eléctrico español, desde un punto de vista dinámico. Para tener una visión amplia, se hará un recorrido por la normativa, desde la privatización del sector en 1997 (mencionando los pasos que la precedieron directamente), pasando por las más importantes modificaciones y normas de desarrollo que implicaron un cambio del panorama, y terminando con la reforma eléctrica promovida por el Gobierno desde mediados del año pasado, concluyendo con la nueva Ley del Sector Eléctrico aprobada hace apenas un par de meses.



### **5.1.1) Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE):**

Para empezar con la descripción del panorama legal del sector eléctrico español, primero hay que remontarnos a los años noventa. La primera regulación general y sistemática del sector eléctrico español se produjo con la **Ley 40/1994, de 30 de Diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN)**. La LOSEN tres años más tarde fue sustituida por la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), la cual estaba vigente, con sus sucesivas modificaciones, hasta hace unas semanas. Entonces podemos decir que la LOSEN es su primera y directa antecesora regulatoria, la cual, por su importancia y para ilustrar la trayectoria de algunos aspectos relacionados con la competencia, hay que incluir en el análisis.

En la Exposición de motivos de la LOSEN podemos encontrar estas características que de la Ley a la configuración del sistema eléctrico español:

*“La explotación unificada del sistema eléctrico nacional (está) conceptuada como un servicio público de titularidad estatal (...) y será desarrollada por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública.”*

Asimismo, en el artículo 2 de la Ley encontramos esta explicación del régimen de las actividades desarrolladas en el sistema eléctrico:

*“Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica desarrolladas en el sistema integrado constituyen un servicio público. (...) La explotación unificada será realizada por el Estado mediante una empresa de mayoría pública.”*

También en el Título V dedicado a la explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional, concretamente en el artículo 31, encontramos una definición que alude a una gestión del sistema por parte del Estado:

*“La explotación unificada del sistema eléctrico es un servicio público esencial de la titularidad estatal que tiene por objeto la optimización del conjunto de actividades de producción y transporte realizadas en el ámbito del sistema integrado”.*

Pero en esta primera Ley no queda claramente definida la relación entre la intervención estatal y la libre competencia. Existe un debate entre los juristas en torno al alcance de los conceptos de “servicio público”, “explotación unificada” y “suministro”, ya que reglamentariamente no se define con claridad lo que es y lo que no es servicio público. (El régimen jurídico y la titularidad de la gestión en ambos casos serían muy distintos.) Esta ambigüedad podemos observar claramente en otra parte de la Exposición de motivos de la LOSEN:



*“Tal servicio (el servicio público), salvo en lo que a la explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional afecta, que se reserva a la titularidad del Estado, puede ser prestado por los particulares en régimen de libre iniciativa, en un marco reglamentario que salvaguarde los intereses generales.”*

Por lo que podemos ver, y según muchos autores, no se puede decir con exactitud hasta dónde llega la noción del servicio público y en qué fases podría entrar la libre competencia. Pero en la práctica se puede afirmar que el funcionamiento del sistema eléctrico respondía en mayor parte a un modelo de gestión estatal. La excepción es que, según el texto legal, sí cabe la apertura a la libre competencia en la fase de las nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica (pero sometida al régimen de autorización administrativa) y en los sistemas independientes (del sistema integrado), los cuales quedan liberalizados. En la misma Exposición de motivos vemos la siguiente redacción:

*“La Ley introduce elementos de competencia y competitividad en la implantación de nuevas instalaciones eléctricas y crea el sistema independiente, proporcionando un esquema que (...) permitirá una evolución gradual del Sistema Eléctrico Nacional en consonancia con las pautas de desarrollo (...) del mercado interior de la energía.”*

Lo que sí que queda claramente establecido en la LOSEN es el inicio del proceso de la separación vertical de las empresas eléctricas que operan en el sistema eléctrico español. En la Exposición de motivos queda recogida la *“exigencia de separación jurídica de las actividades de generación de las del resto para las compañías que actualmente operan en el sistema”*. (El art. 14 luego desarrolla los requisitos de la separación de actividades.)

En lo que respecta al precio de la electricidad, la LOSEN en su artículo 3 establece que corresponde a la Administración General del Estado *“establecer mediante tarifa el precio de prestación del servicio y la remuneración de tales actividades”*. Existen, por lo tanto, tarifas únicas para todos los consumidores del sistema integrado, fijadas anualmente por el Gobierno, para garantizar el *“tratamiento igual al usuario mediante fijación de una tarifa única”*.

Como acaba de verse, el panorama español y la configuración del sistema eléctrico establecida por la Ley 40/1994, era muy poco compatible con las pretensiones europeas de liberalización de los mercados eléctricos y su integración en el mercado eléctrico único a nivel de la Unión Europea. Las primeras actuaciones europeas concretas para liberalizar y unificar el mercado energético y garantizar unos niveles de competencia satisfactorios, comprendidas dentro del primer paquete de medidas energéticas, datan del año 1990 (la Directiva 90/377/CEE del Consejo, de 29 de junio de 1990, *relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios*

*aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad y la Directiva 90/547/CEE del Consejo, de 29 de octubre de 1990, relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes).* Entonces, a pesar de que la primera Directiva que vino a regular directamente el mercado interior de la electricidad (la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*) es de posterior elaboración que la LOSEN, queda bastante evidente la poca adecuación de la Ley a los ya formulados requisitos de la UE, y la consiguiente necesidad de incluir grandes cambios en la estructura del sistema eléctrico español.

La necesidad de acometer este amplio cambio se confirmó con la adopción de la posición común del Consejo de Ministros de la Unión Europea sobre el Proyecto de Directiva *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, de 25 de julio de 1996 (la Directiva finalmente fue aprobada en diciembre del mismo año<sup>1</sup>). El Ministerio de Industria y Energía entonces, en consecuencia, decidió entablar conversaciones con las principales empresas eléctricas españolas, agrupadas bajo la organización empresarial UNESA (formada entonces por Iberdrola, Endesa, Unión Eléctrica Fenosa, Fuerzas Eléctricas de Cataluña y Compañía Sevillana de Electricidad), para alcanzar un acuerdo básico y para sentar las bases del futuro marco normativo (posteriormente materializado en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico). El resultado de las conversaciones fue el **Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional** (llamado el Protocolo eléctrico), suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas el 11 de diciembre de 1996.

Según la Exposición del Protocolo, existe una *“decidida voluntad de modificar el actual marco normativo del sistema eléctrico, propiciando una mayor liberalización, asegurando la competencia entre las empresas integrantes del mismo y tomando las medidas oportunas para garantizar un menor coste de la energía eléctrica para el conjunto de la economía española.”*

Como indica el objetivo del Protocolo, se deben *“establecer las bases operativas que han de regir en el funcionamiento del Sistema Eléctrico Español, definir los plazos, medidas y salvaguardias, (...) establecer aquellos criterios que deberán regir la estructura del Sector Eléctrico Español, garantizando la competencia entre las empresas que lo integran y la competitividad de las mismas, así como sentar las bases de retribución adecuada para cada una de las actividades que se realizan*

---

<sup>1</sup> Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, del Parlamento Europeo y del Consejo *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*.



*en régimen de monopolio natural, y cuya regulación debe contemplar los intereses de los consumidores, ...”*

El acuerdo del Ministerio con UNESA sobre la introducción de medidas liberalizadoras implica el establecimiento de un período transitorio, hasta alcanzar la liberalización del mercado, el cual se fija para 10 años (desde el año 1998 al 2007, ambos inclusive), siguiendo un proceso gradual para que las empresas eléctricas puedan adaptarse, y *“en el que se establezcan unos precios que permitan un paso razonable a los que prevalecerían en una situación de competencia efectiva”*.

A lo largo del texto del Protocolo se recogen las bases para el futuro funcionamiento del Sistema Eléctrico Español, las cuales se estructuran en tres grandes apartados: el modelo de funcionamiento del sistema eléctrico español (donde se detallan cuestiones acerca de la generación de energía eléctrica y los servicios complementarios, la capacidad y la disponibilidad de las instalaciones, la libertad de establecimiento, la liberalización del suministro de energías primarias para la generación, la formación de precios, el transporte de electricidad, el operador del mercado, la distribución y comercialización, la liberalización del suministro eléctrico, la estructura de tarifas, etc.); la implantación del nuevo modelo (las especificidades del período transitorio y la tarifa para 1997); y finalmente la separación de actividades, estructura de mercado y régimen accionario de las empresas eléctricas.

La plasmación normativa de las medidas acordadas se materializó en la Ley que se aprobó en el Parlamento al año siguiente, la **Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE)**. Como su Preámbulo indica, el Protocolo de 1996, pero sobre todo la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, *sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad*, fueron los documentos que constituyeron su base. La incorporación al Ordenamiento Jurídico español de las provisiones contenidas en la Directiva, fue una cuestión indispensable.

Esta ley, desde su aprobación el 27 de noviembre de 1997, se sometió a 28 revisiones. La última revisión, vigente desde el 31 de Octubre de 2013, es la que estuvo en vigor hasta la publicación en el BOE de la nueva Ley del Sector Eléctrico el 27 de diciembre de 2013 (analizada en el capítulo 5.1.3. del presente Informe). (Para no incurrir en confusiones, procederemos a analizar la mencionada última versión - el Texto Consolidado de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, *del Sector Eléctrico*, publicada en BOE - Legislación Consolidada, el 30 de octubre de 2013.)

En el Preámbulo de la LSE se recoge claramente la índole de esta normativa y el objetivo liberalizador de ésta:

*“No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, (...)*

*La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado (...)*

*La planificación estatal queda restringida a las instalaciones de transporte, (...) Se abandona la idea de una planificación determinante de las decisiones de inversión de las empresas eléctricas (...)*

*En la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. (...)*

*El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. (...) La retribución del transporte y de la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red. Asimismo, para garantizar la transparencia de esta retribución, se establece para las empresas eléctricas la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas en cuanto a su retribución económica.*

*La comercialización de energía eléctrica adquiere (...) principios de libertad de contratación y de elección de suministrador (...)*

*De esta forma, se configura un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, en el que la libre iniciativa empresarial adquirirá el protagonismo que le corresponde. Todo ello sin perjuicio de la necesaria regulación propia de las características de este sector, entre las que destacan la necesidad de coordinación económica y técnica de su funcionamiento.”*

Como podemos leer en el Preámbulo, la LSE fue creada claramente con el objetivo de liberalizar el sector eléctrico e introducir elementos de competencia en prácticamente todas las fases del sistema eléctrico, todo ello para satisfacer las exigencias creadas desde la Unión Europea por la Directiva 96/92/CE, y para garantizar mayor nivel de eficiencia y seguridad del suministro al menor coste posible, sin olvidar el medio ambiente.

La Ley regula aspectos relacionados con las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, cuyos agentes/sujetos son, como define el art. 9: los productores (que tienen la función de generar energía eléctrica); el operador del mercado (sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario); el operador del sistema (sociedad mercantil que garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte); el transportista (sociedad mercantil que asume el transporte de energía eléctrica y la construcción/mantenimiento de las instalaciones de transporte); los distribuidores (sociedades mercantiles que asumen la distribución de energía



eléctrica y la construcción/mantenimiento de las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo); los comercializadores (sociedades mercantiles que adquieren energía de las redes de transporte o distribución para su venta a los consumidores o para realizar operaciones de intercambio internacional); los consumidores (personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo, incluidos los Consumidores Directos en Mercado); y los gestores de cargas (sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para los servicios de recarga).

En esta Ley se abandona la noción de servicio público de titularidad estatal y se sustituye por la del servicio esencial, reconociendo la libre iniciativa empresarial y garantizando el acceso al servicio de todos los consumidores en el territorio nacional (art. 2 - *Régimen de las actividades*), y reconociendo a un determinado grupo de consumidores el derecho al suministro de energía eléctrica a unos precios fijados por el Gobierno (art. 10 - *Garantía de suministro*). A la Administración General de Estado le sigue correspondiendo la planificación de las instalaciones de transporte (en las demás fases tiene tan sólo carácter indicativo - art. 4 - *Planificación eléctrica*); establecer la retribución de las actividades reguladas (que son la operación del sistema, el transporte y la distribución - art. 11.2 - *Funcionamiento del sistema*) y la retribución de la garantía de potencia, así como el régimen económico de la retribución de la producción de energía eléctrica en régimen especial; regular la estructura de precios, establecer los peajes correspondientes a la retribución de transporte y distribución y determinar el precio máximo del suministro mediante la Tarifa de Último Recurso para los consumidores determinados reglamentariamente; así como desarrollar reglamentariamente la organización y funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, la gestión económica y técnica del sistema, las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios para la gestión económica y técnica del sistema, etc. (art. 3 - *Competencias de las autoridades reguladoras*).

La libre competencia se vuelve a destacar en cuanto al mercado de producción de energía eléctrica, definido como el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía - y estructurado en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados - en el que los sujetos pueden pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban. También la comercialización debe funcionar en el régimen de la libre competencia (salvo el Suministro de Último Recurso). La libre competencia entonces es el principio básico que debe regir en el sistema eléctrico, salvo en las actividades

reguladas, las cuales comprenden la operación del sistema, el transporte y la distribución, y cuyo régimen económico y de funcionamiento se establece en la Ley (art. 11 - *Funcionamiento del sistema*).

Se insiste en la necesidad de la separación de las actividades reguladas y las no reguladas, no pudiendo las empresas mercantiles con el objeto social regulado (transporte y distribución) realizar actividades no reguladas (producción o comercialización), ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades. En el caso de que en un grupo empresarial exista esta incompatibilidad, las distintas actividades tienen que ser desarrolladas por distintas matrices o filiales del grupo empresarial, siguiendo los criterios de independencia establecidos (art. 14 - *Separación de actividades*).

La distinción entre las actividades reguladas y no reguladas existe también en cuanto al régimen económico: las actividades reguladas serán retribuidas *“mediante los ingresos recaudados por peajes de acceso a las redes de transporte y distribución (establecidos reglamentariamente) satisfechos por los consumidores y los productores, así como por las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado”* (art. 15 - *Retribución de las actividades*). Mientras que la actividad de producción se retribuirá en tres conceptos: la energía eléctrica (cuyo precio será el resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mercados diario e intradiario; o el precio de las operaciones contratadas a través de los mercados de contratación bilateral o física o a plazo), los servicios de ajuste del sistema y adicionalmente el Gobierno puede *“establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema”* (art. 16 - *Retribución de las actividades y funciones del sistema*).

Asimismo se distingue entre el régimen ordinario (Título IV, Capítulo I) y el régimen especial (Título IV, Capítulo II) de la producción de energía eléctrica. El régimen ordinario está comprendido entre los artículos 21 y 26, en los que se prevé la regulación de algunos aspectos de la producción (en concreto el sistema de las autorizaciones), los aprovechamientos hidráulicos, el mercado de producción y el sistema de ofertas en el mercado diario, la demanda y contratación de la energía producida, las excepciones al sistema de ofertas (el Gobierno puede dar preferencia a fuentes de combustión de energía primaria autóctonas - el carbón nacional - hasta un 15% de la cantidad de energía primaria anual), y finalmente los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica. A continuación se regula el régimen especial de la producción de energía eléctrica, en los artículos 27 - 31. Concretamente, se define el régimen especial, el cual comprende instalaciones cuya



potencia instalada no supere los 50 MW y que utilice para producir electricidad: a) la cogeneración con un alto rendimiento energético; b) las energías renovables no consumibles, biomasa o biocarburante; c) los residuos no renovables; d) o los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW y con un alto rendimiento energético. Se determina el sistema de autorizaciones de dichas instalaciones de producción y la obligación de su inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. Finalmente se recogen las obligaciones y derechos de los productores en régimen especial: entre los derechos figura especialmente el de la *“prioridad en el acceso a las redes de transporte y de distribución de la energía generada”* y también la posibilidad de que adicionalmente *“a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución específica”*. (Esta última cita ha sido extraída de la versión consolidada de la LSE de 30.10.2013, en la versión original de 1997 se habla de una prima que recibirá *“la producción de energía eléctrica mediante energías renovables no hidráulicas, biomasa, así como por las centrales hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 10 MW”*, pero se trata de una cuestión que actualmente perdió relevancia, ya que el sistema de retribuciones sufrió cambios sustanciales con la entrada en vigor de la nueva LSE, como se verá a continuación).

En el Título V, dedicado a la *Gestión económica y técnica del sistema eléctrico*, se desarrollan las especificidades relativas al operador del mercado y al operador del sistema. El operador del mercado es una sociedad mercantil que *“asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica”*. Sus funciones son las de: recibir *“las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los distintos sujetos que participan en el mercado diario de energía eléctrica”*, recibir las ofertas de adquisición de energía, *“realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación”*, determinar *“los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones”*, y comunicar los resultados a todos los agentes implicados y al operador del sistema, etc. (art. 33). Por su parte, el operador del sistema es una sociedad mercantil que tiene la función de *“garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte”* y será a la vez el gestor de la red de transporte (art. 34).

El Título VI regula el *Transporte de energía eléctrica* y contiene las disposiciones relativas a la red de transporte (constituida por la red de transporte primario - líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV e instalaciones de

interconexión internacional; y la red de transporte secundario - líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV), la cual está bajo la responsabilidad del gestor de la red de transporte, que a su vez actuará como transportista único. En cuanto al acceso a las redes de transporte, *“el operador del sistema como gestor de la red de transporte sólo podrá denegar el acceso a la red en caso de que no disponga de la capacidad necesaria”* (art. 38).

Por su parte, el Título VII está dedicado a la *Distribución de energía eléctrica*, especificando que la *“actividad de distribución de energía eléctrica consiste en el transporte de electricidad por las redes de distribución con el fin de suministrarla a los clientes”* y que *“los distribuidores serán los gestores de las redes de distribución que operen”*, con la consiguiente obligación de desarrollar y mantener la red para satisfacer la demanda de los consumidores. Para el acceso a la red rige el mismo principio que en el caso del transporte, ya que *“el gestor de la red de distribución sólo podrá denegar el acceso a la red en caso de que no disponga de la capacidad necesaria”* y se le retribuirá con *“el peaje de acceso a las redes aprobado por el Gobierno”* (art. 42 - *Acceso a las redes de distribución*).

Por último, la regulación del *Suministro de energía eléctrica*, está recogida en el Título VIII de la LSE. El suministro de energía eléctrica, definido como *“la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad”* a los consumidores finales, se contrata a las empresas de comercialización, o, en el caso de los Consumidores Directos en Mercado, a los sujetos directamente en el mercado de producción. Además, los clientes que cumplan los requisitos necesarios (definidos reglamentariamente) pueden contratar el suministro a las empresas Comercializadoras de Último Recurso al precio máximo establecido. También se reconoce la necesidad de proteger a los consumidores vulnerables, que por sus características sociales necesitan un tratamiento contractual especial. La protección de los consumidores se garantiza también con el establecimiento de *“mecanismos de contratación y las condiciones de facturación de los suministros, incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador, que se realizará en un plazo de tres semanas, y de resolución de reclamaciones”* (art. 44 - *Suministro*). Para este fin se crea la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM), que es una sociedad mercantil cuyo objetivo es el *“de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia”* (art. 47 bis - *Oficina de Cambios de Suministrador*). Asimismo, las empresas comercializadoras están obligadas a *“desglosar en las facturaciones a sus clientes al menos los importes correspondientes a la imputación de los peajes, los*



*costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que graven el consumo de electricidad”, “informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas” e “informar a sus clientes sobre sus derechos” (art. 45 - Obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro).*

Finalmente es necesario mencionar la Disposición transitoria sexta - *Costes de transición a la competencia* (que estaba incluida en la versión original de la LSE de 1994, pero ya no en el texto consolidado de 2013, ya que quedó suprimida). Según la LSE, *“se reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo (...) de las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica”* y se les garantiza *“la percepción de una retribución fija, expresada en pesetas por kWh, que se calculará, en los términos que reglamentariamente se establezcan, como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos por estas empresas a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la producción”*. El período durante el cual las empresas generadoras pueden percibir esta retribución se fija en 10 años y se establece una cuantía máxima que no podrá ser superada: *“Los costes que se deriven de esta retribución serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema (...) y su importe base global, en valor a 31 de diciembre de 1997, nunca podrá superar 1.988.561 millones de pesetas”* (que serían unos 11.951.492.313,06 euros según el conversor peseta-euro de la Junta de Andalucía, disponible online<sup>2</sup>).

### **5.1.2) Modificaciones de la LSE y su desarrollo reglamentario:**

La Ley del Sector Eléctrico sufrió a lo largo de su vigencia muchas modificaciones, pero también fue acompañada y desarrollada por una amplia gama de textos normativos que necesariamente tuvieron que respaldarla, ya que una sola ley, en muchas ocasiones, no puede contemplar y regular todos los matices y todas las cuestiones concretas necesarias y las deja para un desarrollo normativo posterior. A continuación se procederá a un breve repaso de la normativa más importante desarrollada al respecto, en el orden cronológico.

---

<sup>2</sup> [http://www.juntadeandalucia.es/averroes/recursos\\_informaticos/concurso1998/accesit5/conver.htm](http://www.juntadeandalucia.es/averroes/recursos_informaticos/concurso1998/accesit5/conver.htm)

(Hay que apuntar que en la mayoría de los casos, se acude a la figura legal del Real Decreto-ley (RD-L), ya que la legislación en ciertas materias requiere una normativa con rango de Ley. Pero el Gobierno, alegando a la “extraordinaria y urgente necesidad” establecida en el artículo 86 de la Constitución Española, utiliza el RD-L para legislar, sin tener que pasar por el procedimiento parlamentario de aprobación previa, acortando los trámites y evitando el debate parlamentario.)

- **Ley 53/2002, de 30 diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social:**

Se trata de una Ley que acompaña a la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2003 y que introduce *“distintas medidas referentes a aspectos tributarios, sociales, de personal al servicio de las Administraciones públicas, de gestión y organización administrativa, y de acción administrativa en diferentes ámbitos sectoriales”*, con el fin de apoyar de esta manera a la acción del Gobierno. Estas medidas se sintetizan en el Preámbulo, en el que, en su apartado VI sobre las acciones administrativas sectoriales, queda recogido que en materia de la energía, la Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima, (REE) *“tendrá derecho de adquisición preferente sobre las instalaciones de transporte”* en el caso de que sus propietarios quieran venderlas. Este hecho luego se desarrolla en el artículo 91 - *Derecho preferente de Red Eléctrica de España, S. A.* Con esta medida se pretende una única cosa - que la REE se convierta paulatinamente en la poseedora del 100% de la red de transporte y en el transportista único en España (este proceso queda finalizado en 2010). Esta medida está estrechamente relacionada con la del artículo siguiente, el art. 92 que modifica la LSE en los aspectos relativos al operador del sistema, de manera que la *“Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima, ejercerá las funciones atribuidas en la presente Ley al operador del sistema y al gestor de la red de transporte”*. Con esto queda claramente reforzada la posición de la REE. Pero también se establece que la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI) mantendrá una participación en el capital de la REE de al menos un 25% hasta el final de 2003, y posteriormente de al menos un 10% (siendo la participación máxima de cualquier accionario el 3% del capital). Actualmente la SEPI mantiene el 20% de las acciones, con lo cual existe un nivel bastante alto de participación estatal en la empresa.

- **Ley 24/2005, de 18 noviembre, de reformas para el impulso a la productividad:**

Esta Ley en general pretende aumentar el crecimiento económico y el bienestar de los ciudadanos, adoptando varias medidas con el objetivo de impulsar la productividad,



dinamizar la economía española y acercar España más a los niveles de renta de la Unión Europea. Como indica el Preámbulo *“mediante esta Ley se regulan una serie de materias cuyo contenido esencial lo constituyen las reformas de carácter liberalizador en los mercados de bienes y servicios que persiguen, a través del impulso a la competencia efectiva, estimular el aumento de la productividad y, por esta vía, contribuir a corregir las carencias ya señaladas en el modelo de crecimiento económico”*. Dichas reformas de mercados de bienes y servicios incluyen también los mercados energéticos, donde se pretenden introducir medidas liberalizadoras y de mejoría de la productividad y de la eficiencia. En cuanto al mercado eléctrico, las medidas adoptadas son las de *“impulsar el cumplimiento del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010”* (para lo cual *“se adoptan medidas destinadas a fomentar el desarrollo de la biomasa”*, de la co-combustión y de los biocarburantes; art. 3 - 5), *“se introducen reformas para mejorar el marco regulatorio de la generación eléctrica de origen nuclear”* (art. 14 - 17) y se crea la *“entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos”* (art. 8). También se establece la desaparición de la tarifa en el suministro de energía eléctrica de alta tensión para el año 2010 (art. 2) y se insiste en la necesidad de informar al consumidor acerca de los impactos ambientales asociados a la generación de electricidad dependiendo de las distintas fuentes de energía primaria utilizadas (art. 6).

- **Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad:**

Como su nombre indica, la finalidad última de esta Ley es la transposición de la Directiva 2003/54/CE al Ordenamiento Jurídico español. Aunque hay que mencionar que, como la propia Directiva dispone, los Estados miembros tenían la obligación de transponer las disposiciones *“a más tardar el 1 de julio de 2004”* - con la excepción del apartado 1 del artículo 15 (separación de los gestores de redes de distribución), que se podía aplazar hasta el 1 de julio de 2007 - por lo que la fecha de la publicación en BOE de la presente Ley, es un tanto tardía. (A pesar de que el Preámbulo de la Ley asegura que se modifican sólo cuestiones puntuales, ya que la mayor parte de las disposiciones ya estaban incluidas en la legislación anteriormente.)

La principal modificación de la LSE tiene por objetivo la configuración de la actividad de distribución de electricidad, con el fin de asegurar un acceso no discriminado a las redes. El suministro de la electricidad a los clientes finales, deja de ser responsabilidad de los distribuidores y a partir del 1 de enero de 2009, serán los comercializadores los encargados de suministrar a los consumidores. Así se separan las actividades de compra-venta de electricidad (no reguladas) - ejercidas por los comercializadores -, y las actividades de distribución (reguladas) - ejercidas por los distribuidores. (Se exige a las empresas la separación legal y funcional de dichas actividades, con la excepción de pequeños distribuidores de menos de 100.000 clientes conectados a su red.) Como consecuencia, el 1 de enero de 2009 desaparece la tarifa íntegra para todos los consumidores, ya que a partir de esta fecha éstos podrán elegir libremente a cualquiera de los comercializadores, que actuarán en libre competencia. Y para asegurar a determinado grupo de consumidores (pequeños o vulnerables) la universalidad del servicio, se crea también la Tarifa de Último Recurso (TUR), fijando administrativamente unos precios máximos de la electricidad, únicos en el territorio nacional. El suministro de la TUR se encarga como obligación a determinadas empresas capaces de asumir este servicio, obligándolas también a la separación de cuentas entre la actividad de comercialización en mercado libre y la de comercialización de último recurso (modificación del art. 18). Para garantizar la no discriminación de acceso a las redes también se insiste en la necesidad de transparencia y publicidad de las cuentas y se crea la Oficina de Cambios de Suministrador - una sociedad supervisora independiente que vela por el correcto transcurso de los cambios de suministrador de los clientes (Disposición transitoria primera).

Entre otras medidas incluidas en esta modificación de la LSE para cumplir con las exigencias de la Directiva, se designan formalmente las autoridades reguladoras nacionales y se define su papel (en la modificación del art. 3); se asigna a la Red Eléctrica de España, S.A. la figura del transportista único y exclusivo, y también se crea una unidad orgánica específica en el seno de dicha empresa, para asegurar la independencia funcional y de gestión entre sus funciones de operador del sistema y gestor de las redes y las de transportista (Disposición adicional vigésimo tercera).

- **Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del Suministro de Último Recurso en el sector de la energía eléctrica:**



Como consecuencia de los cambios sustanciales en la configuración del suministro eléctrico acometidos tras la aprobación de las modificaciones de la LSE por la Ley 17/2007, arriba analizada, se ha puesto en marcha el Suministro de Último Recurso (SUR). El presente Real Decreto (RD) tiene por objeto regular algunos aspectos concretos del SUR cuyo desarrollo no está contemplado en la Ley 17/2007, y recoge previsiones concretas de carácter técnico y económico.

El Real Decreto en su artículo 1 (y en la Disposición adicional undécima) determina a los consumidores que podrán acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR) de esta manera: *“A partir del 1 de julio de 2009 sólo podrán acogerse a Tarifas de Último Recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW.”*

A continuación, en el artículo 2, se determinan *“las empresas comercializadoras que deban asumir la obligación de suministro de último recurso”*, siendo las siguientes: Endesa Energía XXI, S. L.; Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.; Unión Fenosa Metra, S.L.; Hidrocantábrico Energía Último Recurso, S. A. U.; E.ON Comercializadora de Último Recurso, S. L. (esta lista será revisada cada 4 años - por lo tanto, desde 2013, la lista es distinta<sup>3</sup>). Los Comercializadores de Último Recurso (CUR) son empresas eléctricas con *“medios suficientes”* para que les pueda ser exigida la obligación de dicho suministro, y tendrán asimismo la obligación de la separación de cuentas entre estas actividades y las de comercialización en mercado libre. A continuación se fijan detalles acerca del inicio del SUR en el art. 4 (p. ej. todos los consumidores que no hayan elegido a un comercializador en mercado libre, pasarán automáticamente al CUR de su zona); se especifica *“el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso”*, que es el mismo que para los consumidores del mercado libre (art. 5); se establecen medidas *“para que el traspaso al suministro de último recurso sea compatible con el fomento de la competencia”* (art. 6); y finalmente se recoge la *“metodología de cálculo y revisión de las Tarifas de Último Recurso”* en el art. 7 (el cálculo de la TUR se compone del coste de producción de energía eléctrica - *“que se determinará al menos semestralmente con base en los precios de los*

---

<sup>3</sup> Endesa Energía XXI, S.L.U., Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U., Gas Natural S.U.R., SDG, S.A., HC-Naturgás Comercializadora Último Recurso, S.A. (Grupo EDP), E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L. - Comisión Nacional de Energía (actualización de septiembre 2013).

*mercados a plazo” - , de los peajes de acceso, y de los costes de comercialización; mediante una Orden Ministerial se establecerán las disposiciones relativas a la estructura de la TUR; y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá revisar semestralmente las tarifas de acceso).*

*Finalmente, en la Disposición adicional octava - Déficit de actividades reguladas en 2006, “se reconoce la existencia de un déficit de ingresos (...) que asciende a un valor a 31 de diciembre de 2006, de 2.258.543.500,63 euros. Esta cuantía se recuperará a través de la tarifa eléctrica durante un periodo de quince años a contar desde el 1 de enero de 2007. El importe pendiente de pago devengará intereses (...)”*

- **Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social:**

Es precisamente la existencia de un creciente déficit tarifario, lo que motiva la aprobación de este RD-L, cuyo momento coincide con la prevista desaparición de la Tarifa Integral y la puesta en marcha de la Tarifa de Último Recurso (finalmente fijadas para el 1 de julio de 2009). El tratamiento del déficit tarifario es el primer y más importante punto de este texto legal, según el cual *“procede en primer lugar establecer límites para acotar el incremento del déficit, y definir una senda para la progresiva suficiencia de los peajes de acceso, abordando además un mecanismo de financiación del déficit tarifario. Así se establece que a partir del 1 de enero de 2013, los peajes de acceso serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas (...)”* De esta manera queda recogida en el artículo 1 la supuesta suficiencia de los peajes de acceso a partir del año 2013, por lo que a partir de esta fecha no podrá haber un déficit ex-ante (y en el caso de que lo haya, la diferencia entre los costes y los ingresos se reflejarán en la subida proporcional de la tarifa a abonar por los consumidores). Hasta la fecha determinada, hay un período transitorio en el que hay que ir disminuyendo progresivamente los déficits cada año, y se establecen unos límites máximos: *“para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos (...) no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 2.000 millones de euros y 1.000 millones de euros respectivamente”*. Y respecto a la financiación del déficit ya creado y acumulado en los años anteriores, según el RD-L *“resulta imprescindible regular de forma estructurada la financiación de los déficits y el régimen jurídico del déficit tarifario. Así se prevé la cesión de los correspondientes derechos de cobro a un fondo de titulización, el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, constituido al efecto que, a su vez, emitirá sus correspondientes*



*pasivos por medio de un mecanismo competitivo en el mercado financiero con la garantía del Estado (...)* Esto en la práctica significa que el déficit generará derechos de cobro *“consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso de los años sucesivos hasta su satisfacción”*, y serán considerados como costes permanentes del sistema. A continuación, los derechos de cobro se podrán *“ceder a un fondo de titulización”* - el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico - el cual los podrá vender a terceros en los mercados financieros, con el aval del Estado.

En segundo lugar, este RD-L tiene por objetivo *“establecer mecanismos adicionales de protección para colectivos vulnerables”* que podrían quedar desprotegidos con la aplicación de las reformas liberalizadoras del sector eléctrico y de la reducción del déficit tarifario, *“por lo que se requiere la puesta en marcha de forma inminente de un bono social para proteger la seguridad jurídica y confianza legítima de los consumidores más desprotegidos”*. El bono social se regula en el artículo 2, se define como *“una protección adicional del derecho al suministro de electricidad”*, se considera como una obligación del servicio público, cubre *“la diferencia entre el valor de la Tarifa de Último Recurso y un valor de referencia, que se denominará tarifa reducida”* y su financiación recae en las empresas generadoras de electricidad. Según la Disposición transitoria segunda, *“tendrán derecho al bono social los suministros de los consumidores, que siendo personas físicas, tengan una potencia contratada inferior a 3 kW en su vivienda habitual”*.

Este RD-L también incluye otras medidas extraordinarias destinadas a la reducción del déficit de tarifa, como la reducción de las retribuciones del régimen especial (art. 4); la financiación del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular a través de los Presupuestos Generales del Estado - para que no formen parte de los costes permanentes del sistema (Disposición adicional primera); o la imputación de los costes del tratamiento de residuos radioactivos a los titulares de las centrales nucleares - para que tampoco afecten a la tarifa eléctrica (art. 3).

- **Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico:**

Este RD-L tiene una clara conexión con el anterior, ya que su propósito es corregir los desajustes del déficit tarifario que ya intentaron de corregirse con el RD-L 6/2009, cosa que no se consiguió. A saber, se estableció la suficiencia de los peajes de acceso para el año 2013, con la progresiva desaparición de los déficits ex-ante, con un período de progresiva



disminución de los desajustes entre los ingresos y los costes regulados hasta 2013 (con unos límites de cuantías del déficit máximas decrecientes cada año) y con un sistema de revisión y subida de los peajes en el caso de que, a pesar de estas medidas, apareciese un déficit después de esta fecha. Pero a finales de 2010 ya estaba claro que estas metas eran imposibles de conseguir y que el déficit, lejos de estar disminuyendo, alcanzaba unas cifras cada vez mayores. Este desajuste se atribuye, según las consideraciones preliminares del RD-L 14/2010, a *“una serie de circunstancias sobrevenidas”* como la crisis económica (que supone una caída de la demanda de la electricidad y, por lo tanto, menores ingresos del sistema), la subida de los precios de los combustibles (que encarecen la producción de electricidad en las centrales tradicionales) o las condiciones climatológicas favorables a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables (que abaratan el precio de la electricidad gracias a su entrada preferente en el sistema, por lo que disminuyen los ingresos) - cuestiones que, según el Gobierno, hicieron imposible el cumplimiento de los límites del déficit establecidos para el 2010. Según lo dispuesto en el RD-L 6/2009, para la consecución de los objetivos de disminución del déficit, estos desajustes deberían traducirse en la subida de los peajes de acceso para el período siguiente, es decir, para el 2011. Pero el Gobierno, mediante este RD-L 14/2010, decide que de manera excepcional el incumplimiento del límite establecido no se debería traducir en la proporcional subida de los peajes de acceso, para no agravar la crisis económica con la reducción del poder adquisitivo de los hogares y de la competitividad de las empresas. *“Por ello es necesario con carácter de urgencia establecer en el presente Real Decreto-ley que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 millones de euros, tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010, que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.”* Pero aún así, se mantienen los objetivos para el año 2013.

Y, aparte de la aprobación excepcional de la subida del déficit para el año 2010, se adoptan otras medidas *“de tal forma que, todos los agentes del sector, contribuyan con un esfuerzo adicional y compartido a la reducción del déficit del sistema eléctrico”*. La referencia va dirigida especialmente a las empresas generadoras (se crea el peaje de acceso para la generación que los productores deben abonar al transportista y a los distribuidores - art. 1; y se establece su cuantía en 0,5 EUR/ MWh - Disposición transitoria primera); y a los productores en régimen especial que utilicen las instalaciones fotovoltaicas (se reduce el

número de “*horas equivalentes de funcionamiento con derecho al régimen económico primado*” - Disposición adicional primera).

- **Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos:**

Este RD-L se conoce también con el nombre de “moratoria renovable”, ya que las medidas en él recogidas, de hecho, significan el fin del apoyo a la construcción de las instalaciones de producción a partir de energías renovables, con la justificación de que los objetivos renovables para el período 2005-10 están superados (y los objetivos de potencia instalada también), de que dichos incentivos aumentan de manera sobredimensionada el sobrecoste del sistema, y de que “*la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y alta eficiencia*” no es compatible con “*el objetivo final de supresión del déficit tarifario a partir de 2013*”. A continuación se especifica que, teniendo en cuenta estos argumentos y la difícil situación económica y financiera (incluidas las “*circunstancias sobrevenidas*” del 2010 y la insuficiencia de las medidas para la reducción del déficit), se procede a “*la supresión de los incentivos para la construcción de estas instalaciones, con carácter temporal, al menos hasta la solución del principal problema que amenaza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico: El déficit tarifario del sistema eléctrico.*” De manera complementaria, también se suspende “*el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación de retribución*” para las instalaciones del régimen especial (ninguna nueva instalación va a tener acceso a dicho Registro y no va a contar, por tanto, con el precio primado), y se anulan las convocatorias para las instalaciones fotovoltaicas celebradas para el 2012 (con lo cual se pretende evitar la entrada en el sistema de unos 550 MW fotovoltaicos adicionales).

- **Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista:**



Se procede a la aprobación de este RD-L para incorporar las disposiciones de las mencionadas Directivas europeas al Ordenamiento Jurídico interno, con el fin de cerrar inmediatamente los procedimientos de infracción abiertos ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea y con ello evitar la imposición de sanciones económicas a España por el incumplimiento de plazos. A saber, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad* y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, fija el plazo para la transposición para “a más tardar el 3 de marzo de 2011, (...) con excepción del artículo 11<sup>4</sup>, que aplicarán a partir del 3 de marzo de 2013”.

La Directiva 2009/72/CE introduce nuevos preceptos para lograr un mercado interior de electricidad más integrado y con mayores niveles de competencia. Estas medidas se recogen en el artículo 1 del presente RD-L, el cual modifica la LSE para adaptarla a los nuevos requisitos. En primer lugar, la Directiva introduce nuevas medidas para lograr una separación más efectiva entre las actividades de suministro y generación y las actividades de red. En concreto, se introduce el requisito de elegir entre la separación patrimonial/designación del gestor independiente de la red/designación del gestor independiente de transporte, en el caso de las empresas eléctricas integradas verticalmente. Por lo tanto, la necesidad de reforzar las medidas dirigidas a garantizar la independencia entre las actividades de red y las actividades de generación y suministro, se traduce en el RD-L a través de la modalidad del “gestor de la red de transporte” y se añaden nuevos requisitos más estrictos relativos a su régimen societario (se modifica el art. 34 de la LSE).

En segundo lugar, se refuerza el papel de las autoridades reguladores nacionales y se fija la obligación de establecer una única autoridad reguladora a escala nacional. En consecuencia, se contemplan de forma más detallada las competencias y funciones de esta autoridad reguladora. Por lo tanto, la Comisión Nacional de Energía como la autoridad reguladora única a nivel nacional (sin perjuicio de las autoridades reguladoras autonómicas), ve reforzado en el RD-L su papel.

También se refuerzan las obligaciones del suministro de electricidad como servicio público. Se insiste en el acceso de todos los consumidores a sus datos de consumo, a los precios asociados y a los costes del servicio, así como a la información relativa a sus derechos y a las vías de resolución de conflictos. También se introduce el concepto de “cliente vulnerable” y la necesidad de su protección. Se indica que el cliente vulnerable “*es aquél que cumpla las*

---

<sup>4</sup> Directiva 2009/72/CE, art. 11 - *Certificación con respecto a terceros países.*

*características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen*". El RD-L 13/2012 luego determina que transitoriamente serán *"los consumidores que tienen derecho a acogerse al bono social"*.

Finalmente, en cuanto al sector eléctrico, este RD-L, aparte de la transposición de las disposiciones de la Directiva 2009/72/CE, también introduce unas medidas que, *"con carácter de urgencia"*, pretenden *"suprimir los desajustes entre ingresos y costes de los sistemas eléctrico y gasista"*. Las medidas adoptadas hasta el momento se han mostrado insuficientes para reducir el déficit tarifario y para conseguir el objetivo de la suficiencia de los peajes de acceso para el año 2013, el cual se sigue manteniendo intacto (aunque ya se reconoce que los problemas no se deben sólo a un desajuste temporal, sino que se trata de un problema estructural y que hará falta acometer una profunda reforma del sector). Este RD-L incluye, por lo tanto, una batería de medidas de carácter excepcional y una revisión de los peajes de acceso (para repartir *"el esfuerzo a realizar entre los distintos agentes y sujetos del sistema eléctrico"*), con lo que supuestamente se permitirá *"para este año 2012, respetar el límite de déficit establecido, alcanzando el 1 de enero de 2013, la suficiencia tarifaria"*. Lo más destacable al respecto es: la revisión de la retribución de la actividad de distribución y de transporte - reformando el procedimiento por el que se determinan dichas retribuciones (art. 5 y 6 del RD-L); la revisión del modelo retributivo de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en un plazo de tres meses - en concreto la retribución de las actividades de generación (art. 7); la reducción del volumen del carbón nacional quemado por el mecanismo de restricciones por garantía de suministro (art. 11); la revisión de la retribución de los *"servicios de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y del incentivo a la inversión medioambiental"* (art. 12); la revisión de la *"retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad"* (art. 13); la *"eliminación de la financiación del operador del sistema"* a través de los peajes de acceso - debería ser financiado por *"los sujetos a los que presta sus servicios"* (Disposición transitoria quinta y Disposición final segunda); etc.

- **Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad:**

Este RD-L tiene por objetivo afrontar la difícil situación económica y los problemas resultantes de la recesión que empezó a experimentar la economía española desde el año 2008. Por lo tanto, el Gobierno considera necesario adoptar una estrategia de política económica que ayude a solventar los problemas más graves, como la destrucción de empleo,



el desequilibrio económico y fiscal, la pérdida de confianza de los mercados financieros, varios desajustes estructurales, etc. Se pretende desarrollar una estrategia que tenga principalmente dos ejes - *“la consolidación fiscal y el impulso de nuevas reformas estructurales”*. Como consecuencia, este RD-L aborda una amplia lista de temas, contemplando cada uno una batería de medidas: están incluidas en él medidas de reordenación y racionalización de las Administraciones Públicas; medidas en materia de Seguridad Social y Empleo; medidas de racionalización del sistema de dependencia; medidas fiscales; medidas de liberalización comercial y de fomento de la internacionalización empresarial; medidas en materia de infraestructuras, transporte y vivienda; y también medidas para la supresión de desajustes entre los costes e ingresos en el sector eléctrico.

El sector eléctrico está necesariamente incluido dentro de las reformas estructurales, ya que el creciente déficit tarifario se considera un problema de gran envergadura que es muy preocupante, que tiene una incidencia directa sobre el estado de la economía y que no es posible obviar (el déficit acumulado a 6 de marzo de 2012, según el Informe sobre el Sector Energético Español de la CNE, asciende a 23.312 millones de euros). Por lo tanto, se procede a adoptar nuevas medidas de revisión y ajuste del sistema eléctrico, a pesar de que no hayan transcurrido ni tres meses desde la última reforma (el RD-L 13/2012, de 30 de marzo). Se mantiene *“la necesidad del cumplimiento del principio de suficiencia de los ingresos obtenidos para cubrir los costes del sistema eléctrico a partir del 1 de enero de 2013”*, y se establecen nuevos ajustes:

Se modifica la retribución del sobrecoste de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, de manera que las revisiones del sistema de retribuciones de las centrales de generación en régimen ordinario previstas en el RD-L 13/2012 se aplicarán retroactivamente, desde el principio del año, pero también se revisará o eliminará la retribución en otros conceptos (art. 37).

Otra novedad, es que se podrá incluir un suplemento territorial a las actividades eléctricas en el caso de que fueran gravadas con tributos de carácter autonómico o local: *“se determina para las Comunidades Autónomas que graven, directa o indirectamente, las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico, con tributos propios o recargos sobre los tributos estatales, la obligatoriedad de imponer el suplemento territorial en los peajes de acceso y Tarifas de Último Recurso”* (art. 38 y Disposición adicional decimoquinta - *Suplementos territoriales de aplicación a peajes de acceso y Tarifa de Último Recurso.*)

Respecto a la actividad de transporte, se modifica la retribución correspondiente al año 2012, de manera que *“la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos*

*en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos” (art. 39).*

También se fijan los tipos de interés, tanto de la deuda acumulada (que será pagada durante un periodo de quince años a contar desde el 1 de enero de 2007, y devengará intereses de actualización cada año), como de los derechos de cobro que se cederán al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico. Será *“el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de la actualización”* en el caso de los derechos de cobro (*“más un diferencial de 65 puntos básicos al importe a recuperar a 31 de diciembre de cada año”* en el caso del déficit tarifario acumulado).

Finalmente, se procede a aplicar criterios de progresividad a los peajes de acceso, dependiendo del nivel de consumo, para promover así una mejora en el ahorro energético y en la eficiencia en el consumo (Disposición adicional decimocuarta - *Progresividad en los peajes de acceso a las redes*).

- **Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética:**

El Preámbulo de esta Ley habla de la necesidad de proteger el medio ambiente, con el fin de garantizar la sostenibilidad y preservar el patrimonio ambiental, así como para actuar acorde con las políticas de la Unión Europea. Para ello se decide proceder a una reforma de la fiscalidad del sector eléctrico (aplicación de nuevos impuestos), y el objetivo de *“de esta reforma tributaria será la internalización de los costes medioambientales derivados de la producción de la energía eléctrica y del almacenamiento del combustible nuclear gastado o de los residuos radiactivos”*. (Pero el objetivo también, aún sin mencionarlo en el primer lugar, es el de *“favorecer el equilibrio presupuestario”*.) Entonces se incorporan tanto nuevos *“tributos específicamente ambientales”*, como elementos ambientales en otros tributos que ya existen. Concretamente, se crean tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (Título I, art. 1 - 11); el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica; y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas (para ambos, Título II, art. 12 - 27). Y se establece también un canon por la utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica (Título IV - Modificación de la Ley de Aguas, art. 29); se modifican los tipos impositivos para el gas natural y el carbón, y se suprimen las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados para la producción de energía eléctrica y en la cogeneración



de electricidad y calor útil (Título III - *Modificación de Impuestos Especiales*, art. 28). Adicionalmente, se establece que el importe recaudado por estos impuestos y cánones, se destinará a la financiación de los costes del sistema eléctrico (Disposición adicional segunda - *Costes del sistema eléctrico*).

Por lo que se puede llegar a la conclusión de que, mediante esta Ley, se crean nuevas figuras impositivas cuyo fin (aún mencionando el medioambiente) es el de recaudar más fondos y destinarlos, vía Presupuestos Generales del Estado, a aminorar el déficit tarifario, sin que esta partida sea traducida en la subida directa de los peajes de acceso.

- **Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013:**

Se incluye la Ley de Presupuestos Generales en el análisis, ya que introduce, con carácter excepcional, tres medidas destinadas a disminuir los desequilibrios del sistema eléctrico en el 2013. Primero, se suprime en el 2013 la financiación del extracoste de generación en territorios insulares y extrapeninsulares a través del “*mecanismo de compensación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado*” (Disposición Adicional Cuarta - *Extracoste de generación de energía eléctrica insular y extrapeninsular*). Segundo, el fomento de energías renovables se financiará con los fondos recaudados mediante los tributos establecidos en la Ley 15/2012 (arriba mencionados) y con “*el 90% del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros*” (Disposición Adicional Quinta - *Aportaciones para la financiación del Sector Eléctrico*). Y tercero, para este ejercicio excepcionalmente no se aplicará el límite establecido para los avales del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, y su importe máximo sube a 4.000 millones de euros (art. 54 - *Importe de los Avales del Estado*).

(Hay que decir, que la supresión de la financiación por parte de los Presupuestos Generales del Estado del extracoste de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, supusieron “un coste adicional para el sistema con cargo al año 2012 de 1.217 millones de euros”, según las observaciones del RD-L 29/2012, analizado a continuación.)

- **Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social:**



Este RD-L, aunque trata en primer lugar cuestiones de carácter social relativas al Sistema Especial para Empleados de Hogar, incorpora también actuaciones en el sector energético, y le dedica el Capítulo III - *Medidas en el sector eléctrico y de hidrocarburos*. De nuevo, como ya va siendo habitual, se trata de *“medidas de carácter urgente”* adoptadas para *“corregir los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados”*. Se destacan nuevamente las complicaciones a la hora de cuadrar las cuentas, ya que por parte de los ingresos se presencia una disminución (disminuye la demanda) y por parte de los gastos, a pesar de todas las medidas tomadas, las cifras no paran de aumentar (además el sistema está arrastrando los desajustes de los períodos anteriores). Y para no poner en peligro la competitividad de la economía y la seguridad de los hogares con otra subida de los peajes, el Gobierno decide, a través de este RD-L, trasladar los *“desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2012”* al déficit tarifario que, a su vez, generará derechos de cobro que se cederán al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (Disposición final cuarta). Esta medida, supuestamente *“permitirá iniciar el año 2013 en un escenario de equilibrio en el sistema”*. También se establece *“la inaplicación del régimen económico primado para las instalaciones de generación de régimen especial no finalizadas con anterioridad al plazo límite o con equipos no previstos en el proyecto de ejecución”* (art. 8).

- **Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero:**

Un mes después de la aprobación del último RD-L, se están adoptando nuevas *“medidas urgentes”* para corregir los desajustes entre los ingresos y los gastos del sistema eléctrico. Como el propio RD-L 2/2013 dice, presenciamos una *“evolución expansiva de las partidas de costes del sistema eléctrico”*. Por lo que los acusados desajustes - y el consiguiente aumento del déficit tarifario - no se consiguen detener ni con la aprobación de una cantidad, también expansiva, de medidas. Con el presente RD-L el Gobierno sigue caminando por la misma senda de intentar reducir los costes del sistema mediante más ajustes, para que no sean únicamente los consumidores los que, a través de nuevas subidas de peajes de acceso, tengan que asumir esta *“evolución expansiva”* de dichos costes.

Concretamente, se cambia la indexación de las retribuciones de *“diferentes actividades del sector eléctrico”* y se establece una nueva metodología. A partir del 1 de enero de 2013, las actualizaciones de las retribuciones, tarifas y primas se harán vinculándolas al Índice de

Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC-IC subyacente). Se decide abandonar el IPC, ya que se trata de un índice de mayor volatilidad, cuya utilización no resulta adecuada. (Art. 1.)

Por otro lado, se modifica también el régimen de retribución de la producción de energía eléctrica en régimen especial, para evitar la sobrerretribución (y garantizar, a su vez, la “rentabilidad razonable” de las mismas). Por lo tanto, se establecen dos opciones para la venta de electricidad producida en régimen especial: a) puede ser cedida al sistema, percibiendo una tarifa regulada; b) puede ser vendida en el mercado libre, sin derecho a percibir ningún complemento de prima. (El valor de la prima de referencia pasa a ser 0€/kWh. Art. 2.) Los productores tienen que elegir entre estas dos opciones, sin poder volver a percibir la tarifa regulada una vez que decidan pasar al mercado libre, en el caso de que elijan la opción b). (Art. 3.)

- **Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial:**

Aunque de menor rango reglamentario que las disposiciones anteriores, esta Orden Ministerial también es interesante mencionarla entre los preceptos relevantes para el sector eléctrico, por su incidencia en el estado actual de la cuestión y para ilustrar la evolución de las medidas adoptadas en el sector eléctrico.

Reglamentariamente está establecido que será el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (actualmente Ministerio de Industria, Energía y Turismo - MINETUR) el que “dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes”, así como “las disposiciones necesarias para el establecimiento de las Tarifas de Último Recurso”. Por lo tanto, es el Ministerio el que determina la cuantía exacta de los peajes de acceso y de la Tarifa de Último Recurso para cada período.

La Orden IET/221/2013 es destacable sobre todo porque efectivamente, en su Anexo II, recoge en la tabla del apartado 3 - *Actualización de tarifas y primas de régimen especial a partir 1 de enero de 2013*, la cuantía de 0 euros en la partida de las Primas de referencia para las instalaciones de régimen especial.

También es interesante mencionar que mediante esta Orden Ministerial, el Gobierno, para que los consumidores no tengan que asumir una nueva subida de la factura, decidió no actualizar los peajes de acceso y mantener su cuantía en el mismo nivel que en el período anterior. En el art. 9 se establece que “los precios de los términos de potencia y energía



*activa de aplicación a partir de 1 de enero de 2013 a cada uno de los peajes de acceso (...) son los fijados en el anexo II de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012”, es decir, la Orden para el período anterior. Estas cuantías luego son: 17,893189 €/kW y año - por el término de facturación de potencia; y 0,068998 €/kWh - por el término de facturación de energía activa (para tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, sin discriminación horaria - es decir, la mayoría de los consumidores domésticos).*

- **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico:**

Hay que señalar que desde febrero de 2013 (en cinco meses), es el segundo RD-L de “medidas urgentes” en el sistema eléctrico. Pero esta vez el Ministerio de Industria, Energía y Turismo pretende acometer grandes cambios, ya que el RD-L está inscrito en el marco de una reforma energética - el texto ha sido aprobado por el Consejo de Ministros el mismo día que el nuevo *Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico* (analizado en el siguiente capítulo del Informe), el cual meses más tarde derogará la Ley 54/1997 (LSE) y cambiará el panorama. Dicha reforma energética es fruto del compromiso que contrajo el Gobierno de España presentando a la Comisión Europea el 30 de abril de 2013 con el *Programa Nacional de Reformas de España 2013* (PNR), el cual contiene varios ejes de actuación. Uno de estos ejes es el de *Garantizar un funcionamiento competitivo y eficiente de los mercados*, y necesariamente la *Reforma energética* es uno de los apartados más destacables, así como urgentes. El Gobierno se comprometió a elaborar “*un paquete de medidas normativas con vistas a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*”. Por lo tanto, el presente RD-L 9/2013 viene a aportar “*con carácter urgente, una serie de medidas que afectan a todas las actividades del sector eléctrico, con la finalidad de garantizar la estabilidad financiera y sostenibilidad económica del sistema eléctrico*”<sup>5</sup>:

En primer lugar, se procede a revisar la retribución de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, las cuales se quedaron sin posibilidad de recibir primas en el caso vender su electricidad en el mercado, tras la aprobación del RD-L 2/2013. Ahora se decide establecer “*un nuevo régimen jurídico y económico para las*

---

<sup>5</sup> *Novedades en el Sector de la Energía introducidas por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.* J&A Garrigues, S.L.P.

*instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos*". Se introduce el concepto de la *"rentabilidad razonable"* para dar a dichas instalaciones la posibilidad de recuperar las inversiones (que no sean capaces de recuperar vía ingresos del mercado), a través de una retribución adicional. Se incorpora esta medida con el fin de garantizar que estas empresas puedan *"competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías"*. Para calcular dicha retribución específica se tiene en cuenta una *"instalación tipo"*, sus ingresos por la venta de electricidad en el mercado de producción, sus costes de producción medios y el valor estándar de la inversión inicial. Y la cuantía de esta *"rentabilidad razonable"* se vincula al *"rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años"* más un diferencial, que se revisa cada seis años (y que habrá que establecer reglamentariamente a posteriori). Por último, se entiende que siempre hablamos de una *"empresa eficiente y bien gestionada"*<sup>6</sup> (para evitar que se financien también costes excesivos de empresas ineficientes).

En segundo lugar, se introducen unos principios retributivos adicionales para el transporte y la distribución de electricidad. Se presenta en los artículos 4 y 5 del presente RD-L una nueva metodología de cálculo de dichas retribuciones, desarrollada en los Anexos (para el período entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de diciembre de 2013 - Anexo I y III; y desde el 1 de enero de 2014 - Anexo II y VI). En dichas metodologías también se empieza a emplear el concepto de la *"empresa eficiente y bien gestionada"*, cuyos *"costes necesarios para realizar la actividad"* se tendrán en cuenta en el cálculo, siempre atendiendo a unos *"criterios homogéneos en todo el territorio español"*. (Pero a continuación se especifica que los sistemas insulares o extrapeninsulares, debido a la singularidad de sus características, pueden establecer en el cálculo unos valores de referencia diferentes.) También se define la actividad de transporte y distribución como una *"actividad de bajo riesgo"*, ya que en su desarrollo las empresas cuentan con una retribución que no depende directamente del nivel de demanda, y que además la explotación de las redes no presenta el mismo nivel de riesgo que el existente en el mercado de producción. Por consiguiente, se establece una *"tasa de retribución de los activos ligada a las Obligaciones del Estado más un diferencial"*. (Concretamente, para el período entre la entrada en vigor de este RD-L y hasta el final de año

---

<sup>6</sup> Definida como una *"empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones"*.



2013, la tasa de retribución del activo *“será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma, incrementada en 100 puntos básicos”*; y a partir de 1 de enero de 2014 el diferencial se incrementa a 200 puntos básicos.)

En tercer lugar, se aplican nuevas medidas relativas al Fondo para la Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Se procede necesariamente al aumento del límite máximo del aval otorgado por la Administración General del Estado al FADE, ya que el déficit que generó derechos de cobro en el 2012 ha excedido en 4.109 millones de euros el límite máximo fijado para este ejercicio. Entonces, para cubrir estos derechos de cobro adicionales, es necesario incrementar el límite del aval, modificando a la vez la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.

A continuación, dado por las evidentes dificultades presupuestarias, se modifica la financiación del extracoste de generación de sistemas insulares y extrapeninsulares (Disposición adicional cuarta). La financiación de dicho extracoste, según preveía el RD-L 6/2009, debería correr a cargo de los Presupuestos Generales del Estado. Pero, dado que esta financiación no será posible, se deroga dicho precepto y se reduce la cobertura a un máximo de 50%. (Incorporando, a su vez, el extracoste de 2013 en el ejercicio presupuestario siguiente).

Otra medida conducente a la reducción de costes del sistema, es la reducción de los *“incentivos a la inversión en capacidad a largo plazo”* (art. 7), que es un servicio que forma parte de los pagos por capacidad. Dado que la demanda está en niveles más bajos de lo previsto y dada la capacidad instalada a la hora de aprobar este RD-L, se considera que actualmente no existe el riesgo de déficit de capacidad instalada. Por lo que se procede a suspender el pago del incentivo para las instalaciones nuevas, se reduce la cantidad a pagar para las instalaciones con derecho a percibir este pago, y se duplica el período durante el cual las instalaciones con derecho a cobro van a recibir la cantidad todavía no percibida. Además, en cuanto al régimen especial, se procede a la suspensión del *“complemento por eficiencia”* y de la *“bonificación por energía reactiva”*.

La siguiente medida de reducción de costes, tiene por objetivo la revisión del sistema de financiación del Bono social (art. 8 y Disposición transitoria primera). Se modifica el *“régimen de reparto del coste del Bono social”*, de manera que éste deja de ser imputado como coste del sistema eléctrico, y pagado por todos los consumidores a través de los peajes de acceso. A partir de ahora, se repartirá el coste del Bono social, como obligación de servicio público,

entre las empresas que se dediquen tanto a las actividades de generación, distribución y comercialización *“y que tengan el carácter de grupos verticalmente integrados”*.

En penúltimo lugar, pero de más incidencia directa en los consumidores, se prevé una nueva modificación de los peajes de acceso, ya que se establece que la periodicidad de las revisiones será de carácter trimestral (art. 9). Dado por la contracción de la demanda, los ingresos por peajes de acceso previstos por la Orden IET/221/2013 no se ven satisfechos. Por lo tanto, excepcionalmente y con carácter de urgencia, el MINETUR procederá a la revisión de los peajes de acceso para garantizar la estabilidad del sistema. Se fija el plazo máximo de un mes para la aprobación de una revisión de los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa (Disposición final cuarta). (En consecuencia se aprueba la Orden IET/1491/2013, analizada a continuación).

Por último, se crea el Registro administrativo de autoconsumo, en el que tienen que inscribirse los consumidores acogidos a esta modalidad. El *“adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo”* pretende ayudar a las Administraciones a gestionar su régimen económico.

- **Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013:**

Como fija el RD-L 9/2013 en su Disposición final cuarta, el MINETUR, en un plazo máximo de un mes desde la entrada en vigor, tiene la obligación de proceder a la revisión de los peajes de acceso. En consecuencia, el Ministerio efectivamente aprueba el 1 de agosto la Orden IET/1491/2013, por la que se lleva a cabo la anunciada revisión. El resultado de ésta es una doble modificación de los peajes: por un lado, *“se revisan al alza los precios con el fin de incrementar los ingresos”* del sistema; y por otro lado, se cambia *“la ponderación de la facturación de los términos de potencia y energía activa (...), de forma que se da mayor peso a la facturación del término de potencia”*, también con el fin de aumentar los ingresos a pesar de la disminución del consumo. (Dado que la demanda disminuye, la única manera de recaudar los ingresos previstos para el sistema, es aumentar el término fijo de potencia, frente al término variable de la energía activa - la energía que realmente se consume.) Estos cambios en la estructura de los peajes, asimismo, tendrán impacto en la Tarifa de Último



Recurso, ya que el Ministerio tiene que determinar “*su estructura de forma coherente con los peajes de acceso*” (según el RD 485/2009).

En la última revisión de los peajes de acceso en la Orden IET/221/2013, las cuantías a pagar por los consumidores domésticos se fijaban en: **17,893189 €/kW** y año - por el término de facturación de potencia; y **0,068998 €/kWh** - por el término de facturación de energía activa. Ahora en la nueva Orden IET 1491/2013, las cuantías se fijan de siguiente manera: **31,649473 €/kW** y año - por término de facturación de potencia; y **0,053255 €/kWh** por el término de facturación de energía activa. (En ambos casos, se trata de valores para tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, sin discriminación horaria - es decir, la mayoría de los consumidores domésticos).

Por lo tanto, para el consumidor final, aumenta el precio de la factura por partida doble. Por un lado, esta modificación supone un aumento neto de la factura (a pesar de que el precio de la energía activa desciende ligeramente, este descenso se ve compensado con creces por la subida del precio de la potencia contratada en un 77%). Y por otro lado, dando menos peso en la factura al término de la energía activa (la electricidad que realmente se consume), los consumidores con comportamiento eficiente y que consuman menos, tendrán reducida la posibilidad de ahorrar. En consecuencia, el objetivo de esta Orden es principalmente recaudatorio, y no de apoyo a la eficiencia.

### **5.1.3) Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE):**

Como ya se hizo evidente tras haber revisado toda la trayectoria de las actuaciones llevadas a cabo en el sector eléctrico español desde su liberalización en 1997 hasta mediados de 2013, una profunda reforma de la configuración del sistema es más que necesaria para corregir sus disfunciones, cuya consecuencia más grave es el creciente déficit de tarifa. El funcionamiento del sistema eléctrico, tal y como está estructurado hasta la fecha, es claramente insostenible, ya que se muestra deficitario - problema que no se pudo resolver (ni tan solo aminorar) ni con las sucesivas modificaciones o revisiones parciales que se acometieron en gran medida durante estos años.

Esta situación no sólo perjudica el conjunto de la economía española, ya que un importante flujo de dinero tiene que destinarse a la financiación del déficit tarifario (y los intereses que de él devengan), sino que además es una cuestión que llama la atención al nivel de la Unión Europea (hacia la cuál España tiene ciertas obligaciones, dado precisamente por el delicado estado de su



economía). Por lo tanto, el Gobierno de España el 30 de abril de 2013 tuvo que presentar a la Comisión Europea el *Programa Nacional de Reformas de España 2013* (PNR), en el que se comprometió a emprender una amplia gama de reformas en varios sectores que presentaron alguna deficiencia - el sector eléctrico incluido. Por lo tanto, como ya se mencionó en el capítulo anterior, el Gobierno se vio ante una obligación de acometer una reforma del sistema eléctrico, la cual empezó con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, *por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, pero que necesariamente tenía que ir a más profundidad. En consecuencia, el objeto de la reforma es la Ley del Sector Eléctrico entera, la cual (más allá de las modificaciones parciales ya confeccionadas) tiene que ser revisada en su totalidad. A continuación se verá el proceso que hubo que recorrer hasta la definitiva aprobación de la nueva LSE, los cambios efectuados y su alcance, y la suficiencia de las medidas diseñadas.

El primer paso legislativo fue el **Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico**, de 12 de julio de 2013. Como ya se vio con anterioridad, el Anteproyecto fue aprobado por el Consejo de Ministros junto con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, *por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*. Se trata de un documento, todavía sin ningún tipo de validez jurídica, que supone el inicio del proceso legislativo necesario para que sea adoptado un texto legal. Se trata de una primera propuesta del texto, la cual a continuación se somete a todo un mecanismo de análisis y revisiones, antes de ser aprobada por el Congreso. (Aunque, ya de antemano hay que decir que los cambios que tras este proceso sufrió el texto original, fueron más bien pocos.)

Para seguir el debate que se abrió posteriormente, resulta necesario esbozar los principales puntos novedosos que presentó el Gobierno en este Anteproyecto de Ley (APL), como parte de la Reforma eléctrica. Pero, desde el principio hay que señalar que, como el propio Preámbulo indica, los objetivos se mantienen esencialmente los mismos que los de la LSE de 1997 (aunque se resalta la necesidad de observar mejor la “*sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico*”), y se menciona la necesidad de integrar en un solo texto las sucesivas modificaciones de la Ley “*dispersas en distintas normas aprobadas desde su entrada en vigor*”. (Por lo tanto, no es de sorprender que se le apoda con el título de la “No-reforma” del sector eléctrico.)

Los principales cambios introducidos por el Anteproyecto de Ley son los siguientes:

1) En primer lugar se destaca en el Anteproyecto la imperativa obligación de la suficiencia de ingresos del sistema eléctrico, con el fin de evitar la formación de un nuevo déficit. Se añade a la LSE un nuevo

título, el Título III - *Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico*, entendida ésta como *“la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes”* del sistema. Esto significa, en otras palabras, el principio de la suficiencia de los peajes de acceso, complementados por algunas partidas financiadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. El principio de suficiencia de ingresos en la práctica significa que cualquier aumento de los costes, o reducción de ingresos, tiene que venir acompañado por una subida (*“revisión automática”*) de los peajes de acceso (y/o de la cantidad asignada del Presupuesto).

Aparte, se reconoce que pueden aparecer unos desajustes temporales de ingresos del sistema, pero se limita su cuantía en el artículo 19. La cuantía del déficit de cada año *“no podrá superar el 2,5 por ciento de los ingresos”* de dicho año, y *“la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 10 por ciento de los ingresos”* anuales. En el caso de que estos límites sean superados, se revisarán los peajes y cargos; y el desajuste que *“no se compense por subida de peajes y cargos será financiado por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro”*, los cuales, aumentados por unos intereses reconocidos, se podrán recuperar en las liquidaciones de los siguientes cinco años. (Por los sujetos del sistema de liquidaciones se entienden aquellos cuya retribución conforma los costes del sistema - es decir, aquellos que reciben una retribución regulada.)

2) Una regulación novedosa es la referente al autoconsumo. En el artículo 9 éste se define por primera vez, aunque ya es una práctica extendida, y se distingue entre tres modalidades. Pero la novedad más llamativa del APL, y que más polémicas suscitó, es el régimen económico del autoconsumo. Bajo este apartado aparece la introducción de los peajes de autoconsumo, o los *“peajes de respaldo”*. Estos peajes serán pagados por los consumidores titulares de las *“instalaciones de producción de energía eléctrica asociadas”*, pero conectadas a la vez al sistema eléctrico (no se aplica a sistemas cerrados aislados), con el fin de que este consumidor, respaldado por la red, contribuya a sufragar los costes del sistema. Según este nuevo planteamiento, debería existir una *“contribución de la energía autoconsumida a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico en los mismos términos que la energía consumida por los otros sujetos del sistema”*. Lo que, con otras palabras, significa que el consumidor ahora debe pagar por la electricidad autoproducida y autoconsumida el mismo peaje, y en la misma cuantía, que si la hubiera adquirido de la red. Para el seguimiento luego será utilizado el ya creado Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica (art. 9).



(Esta medida es la que más polémica creó, ya que, con la aplicación de los “peajes de respaldo”, directamente desincentiva el autoconsumo, haciendo difícil la recuperación de la inversión inicial a través de ahorros en la factura.)

3) En cuanto a la retribución de las actividades, su cálculo se hará siempre teniendo en cuenta una *“empresa eficiente y bien gestionada”*. En cuanto a la retribución regulada de las actividades de red (transporte y distribución) se fijará según una metodología establecida por la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC<sup>7</sup> - sucesora de la CNC desde octubre de 2013). Pero la metodología del cálculo de los costes asociados - *“cargos asociados a los costes del sistema”* - seguirá determinada por el Gobierno (art 16). (Hay que apuntar que tanto los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, como los llamados costes asociados, forman parte de la misma partida regulada de la factura, pagada por los consumidores - la proporción de ambos conceptos en la parte regulada del precio de electricidad es 38% y 62%, respectivamente.)

Otra novedad es que se elimina la diferenciación entre el régimen ordinario y el régimen especial de producción de energía eléctrica (la cual en realidad carece de sentido desde que se eliminó la percepción de primas de referencia por parte de los productores pertenecientes al segundo grupo). A partir de ahora todo está englobado en el mismo Título IV - *“Producción de energía eléctrica”*. Se establecen las mismas condiciones para todos los productores, con algunas excepciones:

Se asegura una retribución adicional para la generación en sistemas extrapeninsulares y para las instalaciones de fuentes de energía renovables - las segundas tienen que estar inscritas en el “Registro de régimen retributivo específico” (art. 27). (Las condiciones de esta retribución están sujetas a un posterior desarrollo reglamentario.) Aunque en el caso de la producción de energía renovable se dice expresamente que este régimen retributivo específico se aplicará solo *“excepcionalmente (...) cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas europeas o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético...”* (art. 14). Y la retribución específica consistirá en lo que ya anteriormente se definió como la “rentabilidad razonable” - es decir, la una retribución adicional que ayude a cubrir los costes de inversión y de operación que no pueden ser recuperados en el mercado. En ambos casos se

---

<sup>7</sup> Autoridad reguladora creada por la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La CNMC agrupa las funciones relativas al correcto funcionamiento de los mercados y sectores supervisados anteriormente por la Comisión Nacional de Energía, la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, la Comisión Nacional de la Competencia, el Comité de Regulación Ferroviaria, la Comisión Nacional del Sector Postal, la Comisión de Regulación Económica Aeroportuaria y el Consejo Estatal de Medios Audiovisuales.

tendrá en cuenta *“una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada”*. En ambos casos la tasa de retribución estará referenciada al *“rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado”*.

4) Se insiste en la separación de actividades (art. 12) - se destaca que las empresas que formen parte de un grupo de sociedades integradas verticalmente no deben confundir al consumidor con la marca corporativa del grupo (sobre todo las empresas comercializadoras de referencia - las antiguas CUR). Además se introduce una nueva obligación en cuanto a la contabilidad separada. Aparte de separar la contabilidad de las actividades eléctricas y las que no lo sean, ahora esta obligación se amplía y se requiere *“también separar la contabilidad de la actividad de producción con retribución regulada y libre”*. Esta obligación para los productores, que impone la separación contable de producción a mercado libre de la que recibe una retribución regulada, hasta ahora afectaba solamente a los productores con regímenes económicos específicos. (Artículo 20 - *Contabilidad e información*.) Esta información luego servirá para un cálculo más adecuado de los peajes de acceso y cargos asociados que han de ser satisfechos por los consumidores y productores de energía.

Y también, como novedad, ya no hay excepciones para las empresas con menos de 100.000 clientes que antiguamente estaban exentas de la obligación de separar efectivamente sus actividades - en el APL las obligaciones son iguales para todos (Disposición transitoria cuarta - *Separación jurídica de actividades*.)

5) Otro concepto que sufre cambios es la Tarifa de Último Recurso. Para lo que antiguamente era la TUR se introduce el término del *“Precio Voluntario al Pequeño Consumidor”* (PVPC) que es el precio máximo (fijado por el Gobierno) que pueden cobrar los comercializadores a determinados consumidores por el *“suministro de referencia”* (he allí otro cambio de terminología - se trata del antiguo *“Suministro de Último Recurso”*). El concepto de la TUR se mantiene, pero ahora será aplicable solamente a los consumidores vulnerables y a los que transitoriamente se queden sin contrato de suministro. La nueva TUR será el PVPC al que se aplicará, en el primer caso, un descuento (que será el bono social) o un recargo, en el segundo caso, y ambos serán definidos por una Orden Ministerial. (Art. 17.) La noción de los consumidores vulnerables luego está recogida en el art. 45, dejando la definición expresa y las cuantías al posterior desarrollo reglamentario. El descuento aplicable a los consumidores vulnerables - el bono social - seguirá financiado por las empresas que desarrollen a la vez las actividades de producción/distribución/comercialización y se le considerará una *“obligación de servicio público”*, de acuerdo con la normativa europea.



6) Una novedad que introduce el APL es la posibilidad del cierre temporal (o hibernación) de algunas instalaciones de producción. Esta opción no se recoge explícitamente ni se define, pero en varias ocasiones se hace alusión a ella. En primer lugar, en el artículo 21 - *Actividades de producción de energía eléctrica* y en el artículo 53 - *Autorización de instalaciones de transporte, distribución y producción*, se establece la necesidad de una autorización administrativa para proceder al cierre temporal de una instalación de producción. Y a continuación se menciona, en el art. 23 - *Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica*, que las instalaciones de producción “para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal” quedan excluidas del sistema de ofertas. (Hasta ahora todas las unidades de producción estaban obligadas a ofertar su energía eléctrica en el mercado diario de producción.) También se establece en el artículo 26 - *Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica* que las instalaciones que hayan optado por el cierre temporal, a diferencia del resto de productores de energía, están exentas de la obligación de producir energía eléctrica. Entonces con la inclusión de este nuevo precepto se abre la posibilidad de dejar de producir electricidad, bajo una autorización administrativa, con el fin de reducir los costes para el sistema.

7) Y por último, aparece también un nuevo catálogo de derechos (y obligaciones) del consumidor (art. 44), en el que se recogen, de manera sistematizada, todos los derechos que últimamente se hayan ido reconociendo e introduciendo en la legislación. Se destaca sobre todo el derecho al cambio de suministrador. En cuanto a este último aspecto, la novedad es que el día 1 de julio de 2013 quedará suprimida la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM) y sus funciones las desempeñará la CNMC (Disposición transitoria tercera).

La nueva Ley del Sector Eléctrico necesariamente tiene que ir acompañada por una serie de Reales Decretos y Órdenes Ministeriales, cuyo objetivo será, igualmente que en el caso de la antigua LSE, el de desarrollar reglamentariamente todas aquellas cuestiones que no se especifican, ni concretan en el mismo texto de la Ley. Por lo tanto, formará parte de la reforma eléctrica toda una serie de normas legales, algunas de las cuales están en estas fechas en el proceso de trámite. Entre las normas que están tramitándose a la hora de la presentación del Anteproyecto de la LSE, pertenecen: el Proyecto de Real Decreto (PRD) por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica; el PRD por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica; el

PRD por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; el PRD por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo; el PRD por el que se regulan los mecanismo de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción eléctrica; el PRD por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares; y el PRD por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.

Tras la aprobación del Anteproyecto de Ley por el Consejo de Ministros, éste fue remitido el 16 de julio de 2013 a la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) para que formule su opinión y recomendaciones respecto al texto del Anteproyecto. La CNC entonces, *“en ejercicio de las competencias consultivas en relación con proyectos y proposiciones de normas que afecten a la competencia”*, aprobó 9 de septiembre de 2013 el **Informe de la Comisión Nacional de Competencia IPN 103/13 sobre el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico**. En él la CNC presenta sus (no pocas) críticas con la reforma eléctrica planteada por el Gobierno.

En primer lugar, la CNC manifiesta su desacuerdo con el procedimiento de la puesta en marcha de la reforma eléctrica - en concreto, se queja de que se le haya presentado y pedido la valoración únicamente del Anteproyecto de la LSE. Y teniendo en cuenta de que se trata de una *“reforma integral”* que pretende introducir cambios en varios aspectos del sector, *“la CNC manifiesta que hubiese sido altamente deseable”* la remisión, ante todo, del RDL 9/2013 - previa a su aprobación -, conjuntamente con toda la normativa de desarrollo (cosa que no se ha hecho). La CNC apunta que solamente de este modo podría *“realizar una valoración adecuada del impacto de la reforma sobre la competencia en los mercados”*.

Entonces limitándose únicamente a analizar y valorar el Anteproyecto, la CNC critica en primer lugar que el texto en ningún momento resalta el papel de la competencia como principio rector, ni tampoco *“la necesidad de asegurar una competencia efectiva en el sector eléctrico”* para lograr los objetivos de la reforma. Otra cuestión que debería tomarse automáticamente como referencia y que tampoco aparece en el texto, son los objetivos “20-20-20” de la UE para el año 2020.



Otro aspecto que se echa en falta en el Anteproyecto es la corrección de las disfunciones del mercado mayorista de la electricidad. Según el Informe, *“la CNC considera que los niveles de competencia alcanzados resultan insuficientes y claramente mejorables, circunstancia a la que el APL no hace referencia”*. Concretamente se denuncian fallos en el funcionamiento tanto del mercado diario, como del de las restricciones técnicas y los mercados de ajuste (en particular, las restricciones técnicas y la reserva de potencia adicional a subir), pero también de los procesos de operación (mercado secundario, terciario y gestión de desvíos), sin quedarse exentas ni las subastas CESUR. La CNE destaca que en repetidas ocasiones llamó la atención sobre este tema (existen varios informes, pero también quejas y denuncias, igual que procesos sancionadores y expedientes por *“comportamientos injustificados”* de los agentes en el mercado que conllevan al sobrecoste del sistema), pero que ninguna de las propuestas de medidas se haya incluido en el Anteproyecto.

Y entrando en las cuestiones que sí están abordadas en el Anteproyecto, la CNC apunta ciertas deficiencias en casi todos los ámbitos objeto de la reforma. En cuanto a las novedades introducidas en la generación de la electricidad, el nuevo sistema de retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, es donde se identifica el primer problema. La CNC destaca que los sistemas de retribución específica basados en el cálculo de los supuestos costes de una empresa (aunque eficiente y bien gestionada), suelen presentar potenciales problemas gracias a los cuales *“el precio final del mercado mayorista podría no reflejar el precio de un mercado competitivo”*. La razón es que las empresas suelen magnificar sus costes y la verificación de su cuantía es muy complicada. Más teniendo en cuenta que el legislador no *“haya dispuesto ex ante de la información sobre los supuestos costes”*. Por lo tanto, la CNC alerta de *“los riesgos y sesgos de estos ejercicios de determinación de precios a partir de costes por parte del regulador”*. Aparte, la CNC también se muestra muy crítica con la indexación de los costes al IPC subyacente, ya que, si bien se reduce la volatilidad a la hora de las actualizaciones, se podría no reflejar la evolución real de los costes del sector. También se añade que el mecanismo más adecuado para la determinación de la retribución de las energías renovables sería la *“introducción de mecanismos competitivos (subastas o concursos) en la asignación de nueva capacidad de generación”*, cosa que a su vez hubiera significado una reducción de costes del sector en el pasado.

Una crítica bastante aguda acompaña la propuesta de regulación del autoconsumo de energía eléctrica, la cual pretende introducir el pago de peajes de acceso a los consumidores en régimen de autoconsumo. La CNC reconoce que dichos consumidores, si se benefician del respaldo de la red, *“parece razonable que se responsabilice(n) de algunos de los costes del sistema”*. Pero se



insiste en que el régimen finalmente adoptado (pendiente de un desarrollo reglamentario posterior) *“no resulte discriminatorio ni innecesaria o desproporcionadamente restrictivo para la producción de energía eléctrica en régimen de autoconsumo”*. En el Informe se destacan las considerables ventajas del autoconsumo: reducción de la dependencia energética de España con esta aportación voluntaria al nivel microeconómico, aumento de la seguridad de suministro gracias a la utilización de fuentes locales, reducción de pérdidas en el transporte a larga distancia, mejor aprovechamiento de la ventaja natural que tiene España para las energías renovables, reducción de costes de producción y aumento de la eficiencia de las empresas que utilizan electricidad como input, el resultante impacto competitivo en el conjunto de la economía, la introducción de una *“tensión competitiva relevante, en el mercado mayorista y minorista, incentivando precios más eficientes”*, etc. Por lo tanto, la CNC concluye que *“desde el punto de vista de competencia la autoproducción descentralizada no debería ser innecesaria o desproporcionadamente desincentivada, más bien al contrario.”*

Otra cuestión que suscita críticas es el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, lo cual significa el apoyo a las unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas - es decir, el apoyo al carbón nacional. Esta medida, contemplada en la LSE 54/1997, se sigue manteniendo en la propuesta actual (artículo 25 - *Excepciones al sistema de ofertas*). Y esta medida, aunque avalada por la UE (la Directiva 2009/72/CE posibilita este mecanismo, hasta el 15% de la energía primaria necesaria para la producción anual de electricidad del país), es objeto de una severa crítica por parte de la CNC. Gracias al apoyo al carbón nacional se genera *“una fuerte distorsión competitiva en el mercado de generación eléctrica”*. Y este *“impacto negativo sobre la competencia y la eficiencia en el mercado de generación, con alteraciones en la formación del precio de la energía en el mercado diario e intradiario”* asciende al valor de 400 millones de euros anuales (1.200 millones de euros desde la entrada en vigor del mecanismo actual en 2010, por el Real Decreto 134/2010). Además no tiene justificación suficiente, ni *“en términos de potencia instalada, diversificación de la generación o para proporcionar mayor flexibilidad al sistema”*. Por lo tanto, la CNC avisa de que esta medida *“difícilmente resulta compatible con un mercado de libre competencia”* y pide su eliminación.

Entrando en la problemática de la separación efectiva de las actividades reguladas y no reguladas (recogida en el artículo 12 del Anteproyecto), la CNC reconoce los avances, pero por otra parte apunta que faltan muchos aspectos que deberían estar incluidos y sin embargo, no se mencionan. Actualmente, *“la separación de actividades entre comercialización y distribución no es todo lo efectiva que debiera”* y la CNC se remite a diversos expedientes sancionadores por

comportamientos desleales y abusos de posición dominante en beneficio del grupo empresarial al que las distribuidoras y las comercializadoras pertenecen. Se destaca que para que efectivamente se evite la confusión del cliente con la imagen de la marca corporativa (que las mismas empresas suelen promover con campañas comerciales desleales), es necesario que se incluyan en la regulación tres medidas concretas: dificultar la capacidad del distribuidor de fidelizar al cliente (por ejemplo imposibilitando las contraofertas durante algún tiempo al cambiar de suministrador - cosa que ya se hace con los suministros de referencia o en las telecomunicaciones); garantizar la competencia en el tendido de nuevas redes de distribución (promoviendo la entrada de nuevos operadores en el mercado y aumentando niveles de competencia, a pesar del carácter de monopolio natural del distribuidor en una determinada zona); y limitar la participación de los distribuidores en los mercados conexos en los que debe existir competencia (hay que evitar el comportamiento desleal de los distribuidores en el mercado de los contadores y equipos de medida y en la realización de las instalaciones no reservadas - éstos suelen aprovechar su información privilegiada e impedir la entrada de competencia, y tampoco tienen incentivos a instalar equipos que informan al cliente sobre su consumo). Entonces, según la CNC, *“la nueva regulación debería procurar una vinculación estricta de los distribuidores a las actividades reguladas, desvinculándolos del resto de actividades no reguladas”*.

El siguiente punto susceptible de críticas es el de la Tarifa de Último Recurso y el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, donde la CNC indica que *“no se observan en el APL avances de signo liberalizador”*. La crítica consiste en que la existencia de un precio regulado, en general, tiene impacto negativo y distorsiona la competencia. Se reconoce la utilidad de medidas que tienen por objetivo la protección de cierto grupo de consumidores vulnerables y además se reconoce que actualmente el mercado no está en condiciones de eliminar estos precios regulados y proceder a una completa liberalización. Pero se critica que el Gobierno no avanza en absoluto hacia lo que debería ser su objetivo a medio plazo - *“el progresivo acceso de clientes al mercado libre, hasta llegar a la abolición completa de las tarifas reguladas, como han hecho los países de nuestro entorno que han liberalizado sus mercados eléctricos”* (como es el caso de Austria, República Checa, Alemania, Finlandia, Luxemburgo, Holanda, Suecia, Eslovenia y Reino Unido). Por lo tanto, lo que la CNC echa en falta en el Anteproyecto, es primero la aplicación de la TUR y del PVPC a colectivos más reducidos de consumidores y la introducción de incentivos que faciliten el progresivo acceso al mercado libre de éstos, para llegar posteriormente a la eliminación de las tarifas reguladas.



En cuanto a la posibilidad del cierre temporal o hibernación de algunas de las instalaciones de producción de energía eléctrica que se introduce implícitamente en el APL (haciendo alusión a ella en varios artículos), la CNC en este caso no critica la medida en sí, pero *“recuerda”* al Gobierno las posibles implicaciones de esta medida. En primer lugar indica que *“las barreras innecesarias a la salida de operadores incumbentes perjudican a la competencia”*, y eso *“especialmente en aquellos (mercados) con exceso de capacidad instalada”* (que es el caso del mercado de la producción eléctrica, claramente). Entonces la CNC reivindica que esta medida, *“como alternativa a la libertad de la empresa de cerrar”*, se aplique sólo en los casos debidamente justificados, en los que sea *“proporcional al objetivo que sirve”*, *“que los mecanismos para la selección de instalaciones a hibernar (sean) competitivos”* y sobre todo, que se evite cualquier tipo de sobrerretribución (ya que la hibernación supone también costes para el sistema).

El Anteproyecto no se escapa de críticas ni en cuanto a la lista de los derechos del consumidor. Se valora positivamente la inclusión en el art. 44 de un catálogo de derechos y obligaciones de los consumidores que, anteriormente, se encontraban dispersos en la normativa. Pero la CNC advierte que este catálogo *“no recoge todos los derechos que la Directiva 2009/72/CE otorga a los consumidores”* y que, por lo tanto, resultaría conveniente incorporar la lista completa de éstos, tal y como se recogen en la citada Directiva.

Por último, se llama la atención sobre la insuficiente definición de funciones de la CNMC (la sucesora de la CNC desde octubre de 2013) o, más bien, sobre la omisión de incluirlas adecuadamente en la redacción del texto. Por lo tanto, se requiere la modificación de varios artículos para reflejar *“las competencias y funciones de la CNMC, (en el) ejercicio adecuado de las tareas de supervisión y control del sector eléctrico que la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, le otorga.”* Se señalan varios supuestos en los que el legislador haya olvidado de la necesidad de contar con un informe previo de la CNMC antes de proceder a una actuación. Entre los casos más llamativos se destaca el de la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes y de los cargos asociados a los costes del sistema. Para la determinación de los primeros, según el APL, se contará con una metodología establecida por la CNMC, pero sin embargo para la determinación de los segundos la función del establecimiento de la metodología corresponderá únicamente al Gobierno. En este sentido, no se considera justificado *“otorgar un tratamiento diferente a la determinación de los peajes y los cargos”*.

Un mes después de haber recibido el citado Informe de la CNC, el Gobierno ha procedido a convertir el APL en el Proyecto de Ley, aprobando algunas modificaciones del texto y remitiéndolo a la tramitación parlamentaria. En consecuencia, el **121/000064 Proyecto de Ley del Sector Eléctrico**, fue publicado el 4 de octubre de 2013 en el Boletín Oficial de las Cortes Generales, abriendo el plazo de enmiendas.

Pero hay que señalar que el Gobierno, a la hora de convertir el Anteproyecto en el Proyecto de Ley, no ha tenido mucho en cuenta las recomendaciones y críticas de la CNC publicadas en su Informe y analizadas en los párrafos anteriores. Los cambios que se incluyeron en el Proyecto de Ley fueron más bien pocos y de un reducido alcance. (Cuestión que es de extrañar, sobre todo teniendo en cuenta la gravedad de algunas de las críticas.) Y lo mismo se puede decir de los cambios introducidos tras el proceso de enmiendas. Por lo tanto, no es de mucho interés analizar estos pasos intermedios y es preferible pasar directamente al análisis de la Ley resultante.

El resultado y la culminación de todo este proceso es la nueva LSE aprobada por el parlamento el día 26 de diciembre de 2013 - la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE)**. Actualmente es ésta la Ley en vigor que regula el sistema eléctrico español, ya que la antigua LSE del 1997 quedó prácticamente en su totalidad derogada (salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera - con modificaciones - y vigésima tercera).

Como bien dice el Preámbulo, durante el período de la vigencia de la Ley 54/1997 *“se han producido cambios fundamentales en el sector eléctrico que han provocado la continua actuación del legislador y motivan la necesidad de dotar al sistema eléctrico de un nuevo marco normativo”*. *“En definitiva, los continuos cambios normativos han supuesto una importante distorsión en el normal funcionamiento del sistema eléctrico, y que es necesario corregir con una actuación del legislador que aporte la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita.”* Por lo tanto, uno de los motivos de la creación de esta nueva Ley es la redacción de un solo texto que incluyera todas las modificaciones que haya sufrido la LSE desde su entrada en vigor hace dieciséis años. Aparte de eso, el objetivo básico de esta regulación es el de garantizar *“el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental”*. Siendo la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico el principio rector de todas las actuaciones emprendidas en virtud de esta Ley.



Pero en cuanto a las novedades que introduce esta Ley en el sistema eléctrico, y que forman parte de la reforma eléctrica diseñada por el Gobierno, hay que decir que en realidad no son muchas. Además, el texto que finalmente quedó aprobado por el parlamento es muy similar al texto del Anteproyecto analizado arriba - los cambios y modificaciones que sufrió tras la publicación del Informe de la CNC y tras el proceso parlamentario de presentación de enmiendas, fueron más bien de poca envergadura y más de forma que de contenido. Por lo tanto, nos restringiremos a ver cuáles de las advertencias de la Comisión Nacional de la Competencia fueron tenidas en cuenta y cómo quedó la redacción final de la nueva LSE.

La primera advertencia de la CNC presentada en el Informe que sí ha sido tomada en cuenta a la hora de la redacción de la nueva LSE, ha sido la inclusión en el texto de la expresa mención de los objetivos europeos para el año 2020 - los llamados objetivos “20-20-20” (reducir los gases de efecto invernadero en un 20% en la UE con respecto a 1990, alcanzar un 20% de participación de energías renovables en la energía primaria y conseguir un 20% de mejora de la eficiencia energética). Aunque no se establecen como un principio rector de la política energética española, sino se mencionan a la hora de enumerar los avances que haya supuesto la puesta en práctica de que antigua LSE en 1997.

También se ha reflejado en el texto final el requerimiento, por parte de la CNC, de incluir una mención explícita de la competencia como uno de los principios básicos que deberían regir en el sector, y gracias a la cual sería posible lograr los objetivos de la estabilidad del sistema. En consecuencia, esta importancia de la competencia queda reflejada en el Preámbulo de la Ley, anunciando que *“la norma impulsa el principio de competencia efectiva en el sector eléctrico”*. Asimismo se reconoce la necesidad y la importancia de asegurar una *“competencia efectiva en el mercado”*, introducir *“un mecanismo competitivo para la reducción del poder de monopolio”*, reducir las distorsiones en el mercado mayorista, garantizar *“el acceso de los sujetos a las redes”*, aumentar la competencia entre las comercializadoras de referencia, y mejorar *“la posición del consumidor en cuanto a información disponible y facilitación de procesos de cambio de suministrador entre otros”*.

En cuanto a las críticas relativas a la propuesta de regulación de autoconsumo, se realizan algunos cambios en la redacción del artículo 9 - *Autoconsumo de energía eléctrica*, pero el objeto de las modificaciones es la definición de las modalidades de autoconsumo. Se distingue entre la modalidad de suministro con autoconsumo, la modalidad de producción con autoconsumo, y la modalidad de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Pero la esencia regulatoria se mantiene igual, imponiendo la obligación de *“pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del*

*sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo*". Pero no se vela por que este pago de peajes de respaldo no sea innecesaria o desproporcionadamente restrictivo, tal y como insistió a CNC en su Informe. Es más, de la redacción final del texto queda eliminada la posibilidad para el Gobierno de introducir incentivos económicos para el autoconsumo *"por razones de seguridad, garantía de suministro y de eficiencia económica del sistema"*.

Aparece otro cambio respecto a la redacción del Anteproyecto, pero que en realidad no supone ningún cambio en la normativa vigente, ya que se trata de retirar del texto y dar marcha atrás al endurecimiento de la obligación de separación de actividades. El precepto relativo a la exención de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes de la obligación de separar efectivamente las actividades de producción/distribución/comercialización, se mantiene igual que en la normativa anterior (art. 12.4).

La retribución de las actividades, establecida en el artículo 14, sufrió modificaciones significativas en su redacción, siendo algunas de ellas acorde con las observaciones y recomendaciones de la CNC, y otras no. En concreto, quedó modificada la retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. Se mantiene que *"excepcionalmente el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico"* para estas instalaciones, y que para el cálculo de éstas se tendrá en cuenta *"una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada"*, de manera que puedan obtener una rentabilidad razonable, la cual girará *"antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado"*. Y se añade, a petición de la CNC, que *"el otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva"*. Se mantiene que esta retribución adicional debe ser *"compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico"*, lo cual da cierta flexibilidad a la hora de determinar su cuantía. Para reforzar este precepto se añade que además los parámetros de dicha retribución *"se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años"*. A continuación se añade también una serie de criterios para la posible modificación de las retribuciones cuando proceda, siendo ésta la más llamativa: *"En la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio se podrán modificar todos los parámetros retributivos y, entre ellos el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de*



*las instalaciones tipo que se fijará legalmente.”* (Este último precepto es de los que generó más polémica y más debate, apelando que de esta manera no se respeta el principio de la irretroactividad de las leyes, con lo cual se genera una gran inseguridad jurídica en el sector de la energía renovable en España.)

En cuanto a la regulación prevista en el artículo 16 - *Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema*, aquí el legislador sí que ha tenido en cuenta las advertencias de la CNMC y procedió a la inclusión de este organismo regulador en el establecimiento de la metodología de cálculo, tanto de los peajes de acceso, como de los cargos asociados. En el APL se excluyó a la CNMC de la fijación de la metodología de cálculo de los cargos asociados, error que quedó subsanado. Entonces finalmente la redacción del párrafo 3º quedó así: *“El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución.”*

Se produce un cambio sustancial en las cuantías permitidas para el desajuste por déficit de ingresos del sistema eléctrico, regulado en el artículo 19 - *Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema*. A pesar de que la CNC no reivindicó nada al respecto, en la versión final del texto de la nueva LSE aparece una rebaja importante de los déficits máximos permitidos: para el *“desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, su cuantía no podrá superar el 2% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio”*, mientras que para la *“deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio”*. (En la primera versión del texto se fijaban las cuantías en un 2,5% y 10% respectivamente.) A continuación se mantiene que en el caso de que estos límites sean sobrepasados, *“se revisarán los peajes o cargos que correspondan.”* Y también se mantiene que *“la parte del desajuste que no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro por la actividad que realizan. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés.”*

Por último, se introducen cambios en la lista de los derechos del consumidor, añadiéndose siete nuevos preceptos al artículo 44 - *Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro*, tal y como pidió la CNC en su Informe. En concreto, se añaden al párrafo 44.1 las letras d) - f) y m) - o). Por lo tanto, ahora se recogen correctamente en la legislación vigente todos los

derechos del consumidor establecidos por la Directiva 2009/72/CE. Con la única salvedad, la cual consiste en que no se concreta el plazo para el cambio de suministrador de electricidad en la lista de derechos, limitándose el legislador a decir que el cambio se realizará en *“los plazos legal y reglamentariamente establecidos”* (art. 44.1.k). Sin embargo, el plazo viene fijado en otra parte de la Ley, concretamente en el artículo anterior, que habla de *“procedimientos de cambio de suministrador, que se realizará en un plazo máximo de 21 días”* (artículo 43 - Suministro).

En todo tipo de normas jurídicas suelen existir, en su parte final, una serie de disposiciones que se incluyen aparte del propio articulado de la norma: las disposiciones adicionales (que se incluyen para regular cuestiones como los regímenes jurídicos especiales, las excepciones y reservas a la aplicación de la norma, los preceptos que no encajen en ninguna otra parte del texto de la norma, etc.), las disposiciones transitorias (que sirven para el tránsito del anterior al nuevo régimen jurídico), las disposiciones derogatorias y las disposiciones finales (que incluyen las cláusulas de salvaguardia, las reglas de supletoriedad, las autorizaciones, etc.) Entonces, aparte de las modificaciones mencionadas del articulado de la Ley, también aparece toda una serie de disposiciones añadidas al texto original. Al final del articulado podemos encontrar 20 disposiciones adicionales, 16 disposiciones transitorias y 6 disposiciones finales (el APL comprende solamente siete, cinco y cuatro disposiciones, respectivamente).

Cabría mencionar algunas de las disposiciones, por su especial interés en la configuración del sistema eléctrico. Por ejemplo a la Disposición adicional sexta - *Financiación de los desajustes del sistema eléctrico* se le añade el párrafo tercero, el cual estipula que *“los derechos de cobro correspondientes a déficit de ingresos del sistema de liquidaciones generados desde 1 de enero de 2013 no podrán cederse por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.”* Con lo cual se cierra la cuestión del cambio de panorama en cuanto a la solución de los nuevos desajustes por déficit de ingresos regulada en el art. 19.

Otro tema que merece ser mencionado es la Disposición adicional decimoquinta - *Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares*. Se vuelve a definir el reparto de la financiación del extracoste de producción en estos territorios - y se menciona aquí, ya que existe la necesidad de aclarar esta cuestión, dado por las sucesivas modificaciones que sufrió este principio, dependiendo de las posibilidades presupuestarias de cada año. Según la Disposición, los extracostes desde el 1 de enero de 2014 *“serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.”* Asimismo se aclara que las *“compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes del sistema*



*eléctrico*". (Sin embargo en el ejercicio 2013 los extracostes *"serán financiados con cargo al sistema de liquidaciones del sector eléctrico considerándose a estos efectos como coste del sistema eléctrico"*. Disposición transitoria decimosexta - *Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares.*)

Cambia también la Disposición derogatoria, la cual ahora deroga expresamente, entre otros preceptos, *"la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera"*. (Siendo la Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 a continuación modificada por la Disposición final primera de la nueva LSE.)

Y por último, es de interés mencionar la Disposición final tercera - *Nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado*. En el párrafo tercero se aclara el concepto de la rentabilidad razonable de este tipo de instalaciones, la cual, según la Disposición, *"girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos."*

Como pudo verse a lo largo de las páginas dedicadas al análisis del panorama legislativo del sector eléctrico, las disfunciones y los errores a subsanar (gracias a los cuales se ha creado un problema estructural bastante grave, y cuyas consecuencias aumentan con el "efecto bola de nieve" - el déficit tarifario), son bastantes y la consiguiente necesidad de actuar es más que evidente. Y como pudo verse en el análisis de la reforma eléctrica promovida por el Gobierno actualmente, los cambios en la configuración del sector que tanto se esperaban, han dejado mucho que desear (aunque, ciertamente, toda la normativa de desarrollo todavía está pendiente de pasar por los trámites necesarios).

Lo que realmente necesita el sector eléctrico español es una reforma de verdad, un cambio estructural, y no solo una refundición de las modificaciones parciales (ya hechas) en un solo texto, con alguna innovación añadida - pero a la vez muy criticada por casi todos los sujetos implicados, la CNC incluida. Porque lo que se ha hecho hasta ahora es intentar solucionar un problema de fondo con una serie de parches - ajustes temporales, modificaciones parciales, recortes por un lado o subidas por otro - pero sin entrar en el fondo de la cuestión. Lo que se ha hecho hasta ahora, la

reforma del sector incluida, es tratar de curar los síntomas de la enfermedad, y no eliminar sus causas.

Para poder identificar mejor los problemas causados por una legislación poco adecuada en unos casos, o poco prudente en otros casos, habrá que ver qué consecuencias reales esta configuración del sistema eléctrico - y el nivel de competencia resultante - tiene y qué implican, cómo influye en los actores, qué comportamientos permite/potencia/no evita, etc. Y una vez identificados los problemas, y sus causas, será muy fácil de ver cuales podrán ser las soluciones (así como ver que las soluciones adoptadas hasta ahora realmente no solucionan el fondo del problema). Con este fin procederemos al análisis del funcionamiento real del sistema y del mercado eléctrico en España en las siguientes páginas.

## 5.2) El sistema eléctrico español:

Si en las páginas previas estábamos analizando la configuración legal del sistema eléctrico español, ahora es imprescindible descender a la realidad y observar su funcionamiento en la práctica.

El sistema eléctrico es el conjunto de todos los elementos necesarios para producir la electricidad y llevarla hasta los consumidores finales. Por lo tanto, el sistema eléctrico lo componen muchos actores, medios o elementos - desde la generación de electricidad, pasando por el transporte y la distribución, hasta la comercialización y el propio consumo de los usuarios.

### 10) Esquema del sistema eléctrico:



Fuente: <http://www.eoi.es/blogs/ceciliaquatra/files/2012/11/Sistema-el%C3%A9ctrico1.jpg>

A la hora de estudiar el sistema eléctrico español será útil ver, en primer lugar, algunos datos básicos que reflejan su estructura y funcionamiento, tales como la demanda de electricidad y su cobertura, la evolución de la producción, la potencia instalada, la potencia máxima instantánea, los intercambios internacionales, el desarrollo de la red de transporte, etc. Este resumido balance eléctrico será de utilidad para hacernos una idea acerca de las magnitudes en las que nos desenvolvemos, de la composición y el peso de las distintas fuentes de energía, o la efectividad de la organización.

A continuación será necesario detenernos en las distintas fases del suministro eléctrico, que son la producción, el transporte, la distribución y la comercialización - ver de qué elementos se



componen y cómo funcionan. Y también repararnos en por qué y de qué manera deben ser separadas (aunque la explicación legal de la separación efectiva de las actividades ya se ha mencionado en varios momentos a lo largo del Informe).

Y por último, será imprescindible ver cómo se coordinan los distintos actores y las distintas fases del sistema, para que el conjunto funcione con la máxima efectividad y seguridad - máxime teniendo en cuenta que la producción y la demanda de la electricidad tienen que igualarse en todo momento - labor que pertenece al operador del sistema.

### **5.2.1) Configuración del sistema eléctrico español (hechos y números):**

Como acaba de decirse, el sistema eléctrico está compuesto por un conjunto de actores, elementos y medios necesarios para, en última instancia, poder disfrutar del uso de la electricidad - desde la generación, hasta los usuarios finales. Y el sistema eléctrico nacional lo componen todos estos elementos, comprendidos dentro del territorio del país.

Pero en España el sistema eléctrico nacional está dividido en el sistema peninsular y los sistemas extrapeninsulares - que son las Islas Baleares y Canarias, y las ciudades autónomas de Ceuta y de Melilla. Hablamos, por lo tanto, del sistema eléctrico peninsular, del sistema eléctrico de Islas Baleares, del sistema eléctrico de Canarias, del sistema eléctrico de Ceuta y del sistema eléctrico de Melilla. Esta distinción se debe a razones prácticas, ya que, debido a la distancia de dichas zonas a la península, las magnitudes como el coste de producción, la cobertura de las distintas fuentes de energía, o la capacidad de generación, son muy dispares. Por un lado, la ordenación de los distintos sistemas es diferente y en cada sistema hacen falta distintas medidas y políticas. Pero también, por otro lado, es de utilidad ver los datos desagregados, para tener una imagen más cercana a la realidad. (Por lo tanto, los datos y las estadísticas que se presentan, pueden mostrar cifras para el conjunto del sistema nacional o para los distintos sistemas por separado, según es conveniente.)

Uno de los datos más significativos y definitorios respecto al sistema eléctrico, es la producción, o la **generación de energía eléctrica** anual. En este caso vamos a centrarnos en la generación neta - que es la producción de energía en b. a. (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores. En el año 2012 la generación neta del sistema eléctrico nacional fue de 283.071 GWh, de los cuales 268.502 GWh corresponden al sistema peninsular; y en 2013 el total nacional fue de 273.598 GWh (un 3,4 % menos



que el año anterior), de los cuales 260.160 GWh corresponden al sistema peninsular (un 3,2 % menos que el año anterior). Conviene también desglosar los datos de la producción de energía eléctrica por cada tecnología de generación. Centrándonos en el año 2013 y en el sistema peninsular, podemos observar que la tecnología que generó más electricidad fue la nuclear, con 56.378 GWh generados; seguida por la eólica, con 53.926 GWh generados; en tercer lugar está la energía hidráulica, con 41.300 GWh de generación; las tecnologías de carbón, con 39.792 GWh producidos, ocuparon el cuarto lugar; los siguientes 32.048 GWh pertenecen a la térmica no renovable (donde se incluye la categoría “cogeneración y resto”); el ciclo combinado se sitúa en el sexto lugar con 25.409 GWh; y a continuación aparecen otras tecnologías con una generación menor, como la solar fotovoltaica (7.982 GWh), la térmica renovable (5.011 GWh), y finalmente la solar termoeléctrica (4.554 GWh).

#### 11) Balance eléctrico anual, España, 2013:

##### Balance eléctrico anual

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	34.205	75,8	0	-	34.205	75,8
Nuclear	56.378	-8,3	-	-	56.378	-8,3
Carbón <sup>(1)</sup>	39.792	-27,3	2.591	-11,9	42.384	-26,5
Fuel/gas <sup>(2)</sup>	-	-	6.981	-7,4	6.981	-7,4
Ciclo combinado	25.409	-34,2	3.574	-8,8	28.983	-31,8
<b>Régimen ordinario</b>	<b>155.785</b>	<b>-10,6</b>	<b>13.147</b>	<b>-8,7</b>	<b>168.932</b>	<b>-10,4</b>
Consumos en generación	-6.241	-20,9	-771	-9,3	-7.012	-19,8
Hidráulica	7.095	52,8	3	-	7.098	52,8
Eólica	53.926	12,0	375	1,8	54.301	12,0
Solar fotovoltaica	7.982	1,9	415	12,6	8.397	2,4
Solar termoeléctrica	4.554	32,2	-	-	4.554	32,2
Térmica renovable	5.011	5,6	9	11,4	5.020	5,6
Térmica no renovable	32.048	-4,3	260	-5,1	32.309	-4,3
<b>Régimen especial</b>	<b>110.616</b>	<b>8,1</b>	<b>1.062</b>	<b>4,1</b>	<b>111.679</b>	<b>8,1</b>
<b>Generación neta</b>	<b>260.160</b>	<b>-3,2</b>	<b>13.438</b>	<b>-7,8</b>	<b>273.598</b>	<b>-3,4</b>
Consumos bombeo	-5.769	14,9	-	-	-5.769	14,9
Enlace Península-Baleares <sup>(3)(4)</sup>	-1.266	-	1.266	-	0	-
Intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	-6.958	-37,9	-	-	-6.958	-37,9
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>246.166</b>	<b>-2,3</b>	<b>14.704</b>	<b>-2,9</b>	<b>260.870</b>	<b>-2,3</b>

(1) A partir del 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (4) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

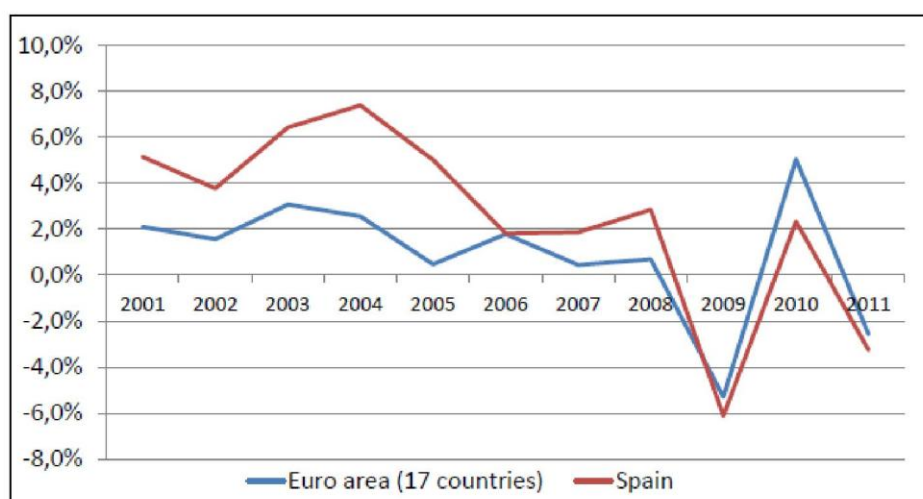
Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

Es siguiente dato significativo que define al sistema eléctrico en una gran medida, junto con la generación de energía eléctrica, es el consumo de electricidad, lo cual se traduce en la **demanda de energía eléctrica**. Hay que tener en cuenta que la cifra que representa la energía demandada no se corresponde con la de la generación neta, ya que no todos los GWh generados computan en la

demanda. Fijándonos en la tabla del balance eléctrico anual de 2013, queda patente que la demanda en b. c. (en barras de central) es la generación neta, menos los consumos en bombeo, menos los intercambios internacionales (España es exportador neto, por eso el signo negativo). Además, para el cálculo de la demanda peninsular hay que restar la energía transvasada a través del enlace Península-Baleares, y en el caso de los sistemas extrapeninsulares hay que sumar esta cifra.

En cuanto a la demanda, en España, igual que en toda la Unión Europea, la tendencia en los últimos años ha sido a la baja (con la única excepción del repunte registrado en 2010), dato coherente con la trayectoria contractiva de la economía. La evolución de la demanda en España sufrió una caída más pronunciada respecto a la media de la zona Euro, situándose desde 2009 por primera vez por debajo de ésta, aunque siguiendo una tendencia muy parecida.

## 12) Evolución de la demanda de electricidad en España y en la zona Euro, 2001 - 2011 (en %):



Fuente: Curso “Sistema Eléctrico Español” impartido en diciembre 2013 por la Cátedra de Economía de la Energía y del Medio Ambiente, Universidad de Sevilla. Elaborado con datos de Eurostat.

Deteniéndonos en el caso de España, debido a dicha desaceleración económica sufrida en los últimos años, podemos observar que el Producto Interior Bruto español está registrando descensos (o números muy tímidamente positivos), lo cual está correlacionado con la demanda de energía eléctrica. En concreto, la demanda anual de la electricidad en el territorio nacional registró un descenso en 2012 respecto a 2011 del 1,4 %, llegando el descenso acumulado de los últimos cuatro años a alcanzar el 5,1 %. Y si desagregamos los datos por sistemas eléctricos: la demanda eléctrica en

el sistema peninsular en 2012 fue un 1,5 % inferior a la registrada en 2011 (en concreto, se demandaron 251.710 GWh); y a cambio en los sistemas extrapeninsulares la demanda subió ligeramente en un 0,7 % (en concreto, se demandaron 15.139 GWh) - en Baleares creció un 1,3 %, en Canarias un 0,2 %, en Ceuta un 4,5 % y en Melilla 1,1 %. Lo cual, conjuntamente, da el resultado agregado del 1,4 % de descenso anual de la demanda para toda España. Si corregimos los datos por los efectos de la temperatura y la laboralidad, el descenso atribuible a la actividad económica resulta siendo del 2,0 %.

### 13) Evolución de la demanda de electricidad en el sistema peninsular, 2008 - 2012 (en %):

EVOLUCIÓN ANUAL DEL PIB Y DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR (%)			
	PIB	Δ Demanda	
		por actividad económica	Δ Demanda
2008	0,9	0,7	1,1
2009	-3,7	-4,7	-4,7
2010	-0,3	2,7	3,1
2011	0,4	-1,0	-1,9
2012	-1,4	-2,0	-1,5

Fuente: *El Sistema Eléctrico Español 2012*. Red Eléctrica de España.

Acudiendo al avance de los datos para el año 2013 (de momento se trata de datos provisionales proporcionados por la Red Eléctrica de España), vemos que cambia ligeramente la cifra para el descenso corregido para 2012 y se sitúa en el 1,9 % (y se corrige también a cifra para la demanda anual, quedándose en 251.850 GWh). Pero sobre todo observamos que sigue registrándose la evolución negativa de la demanda en el sistema peninsular, siendo la caída respecto al año anterior del 2,3 % (con un total de 246.166 GWh demandados), lo cual se traduce en un descenso del 2,1 % corrigiendo los datos por los efectos de laboralidad y temperatura.

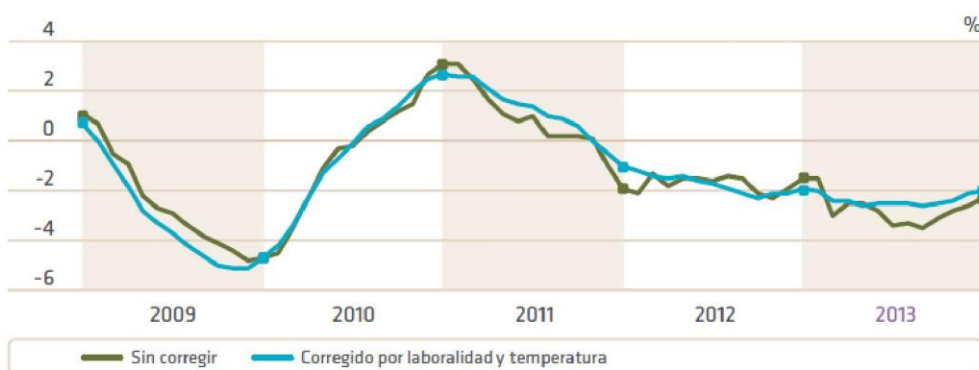


#### 14) Evolución de la demanda de electricidad en el sistema peninsular, 2009 - 2013 (en GWh, %):

Año	GWh	$\Delta$ Anual (%)	$\Delta$ Anual corregido(*) (%)
2009	252.660	-4,7	-4,7
2010	260.530	3,1	2,7
2011	255.631	-1,9	-1,0
2012	251.850	-1,5	-1,9
2013	246.166	-2,3	-2,1

(\*) Por los efectos de laboralidad y temperatura.

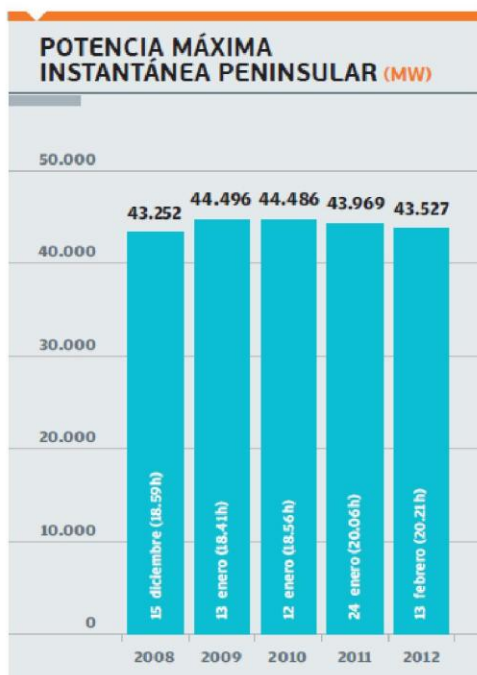
#### Crecimiento anual de la demanda (año móvil)



Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

Otro dato significativo en cuanto a la energía demandada, junto con la demanda anual de energía eléctrica, es la **demanda máxima de potencia instantánea**. Este dato refleja la demanda máxima que se ha registrado a lo largo del año, siendo el pico en el que más usuarios demandaron electricidad a la vez en un momento determinado. En el año 2012 ese punto de máximo consumo se produjo el 13 de febrero a las 20:21 horas y se registró la cifra de 43.527 MW de potencia máxima instantánea. En 2013 el máximo de potencia instantánea se registró el miércoles 27 de febrero a las 20:42 horas con 40.277 MW. (En ambos casos, muy por debajo del récord histórico que se generó en el año 2007 con 45.450 MW).

### 15) Demanda máxima de potencia instantánea peninsular, 2008 - 2012 (en MW):



Fuente: *El Sistema Eléctrico Español 2012*. Red Eléctrica de España.

### 16) Demanda máxima horaria y diaria peninsular (en MWh, GWh):

#### 3.6 Máxima demanda horaria y diaria



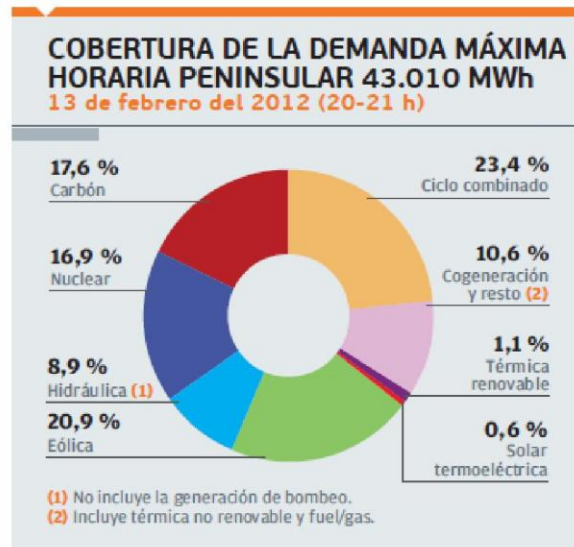
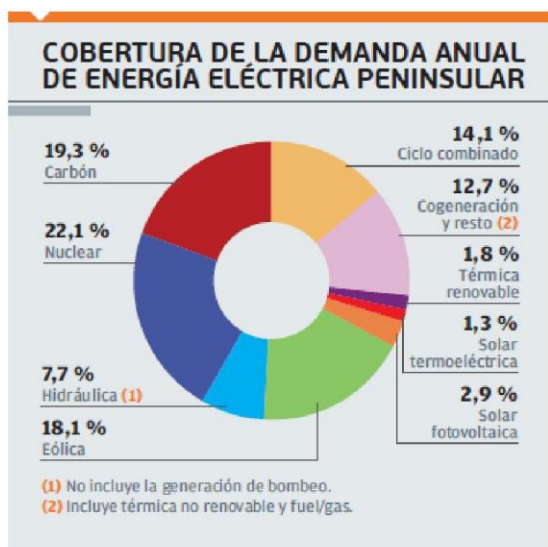
Fuente: *Boletín mensual nº84 - Diciembre 2013*. Red Eléctrica de España.

Aparte de la demanda máxima de potencia instantánea se puede observar también la **demanda máxima horaria** (el máximo registrado a lo largo de una hora determinada), la cual en el año 2012 fue el mismo día 13 de febrero entre las 20 y 21 horas con 43.010 MWh demandados, y en

el año 2013 se produjo el día 27 de febrero entre las 20 y 21 horas con 39.963 MWh; y la **demanda máxima diaria** (el máximo registrado a lo largo de un día), la cual en el año 2012 se produjo el día 8 de febrero con el valor de 872 GWh, y en el año 2013 se registró el día 23 de enero con 808 GWh demandados. En ambos casos aparece una bajada significativa de los valores observados respecto a los años anteriores, quedándose muy por debajo del récord histórico (que en el año 2007 fueron 44.876 MWh y 906 GWh, respectivamente).

La **cobertura de la demanda** es otro dato significativo que se suele medir en las estadísticas eléctricas - tanto la cobertura de la demanda anual, como la cobertura de la demanda máxima horaria. Este dato representa la proporción que tuvieron las distintas fuentes de energía necesarias para cubrir la demanda registrada en el período medido.

#### 17) Cobertura de la demanda de electricidad peninsular anual y máxima horaria en 2012 (en %):



Fuente: *El Sistema Eléctrico Español 2012*. Red Eléctrica de España.

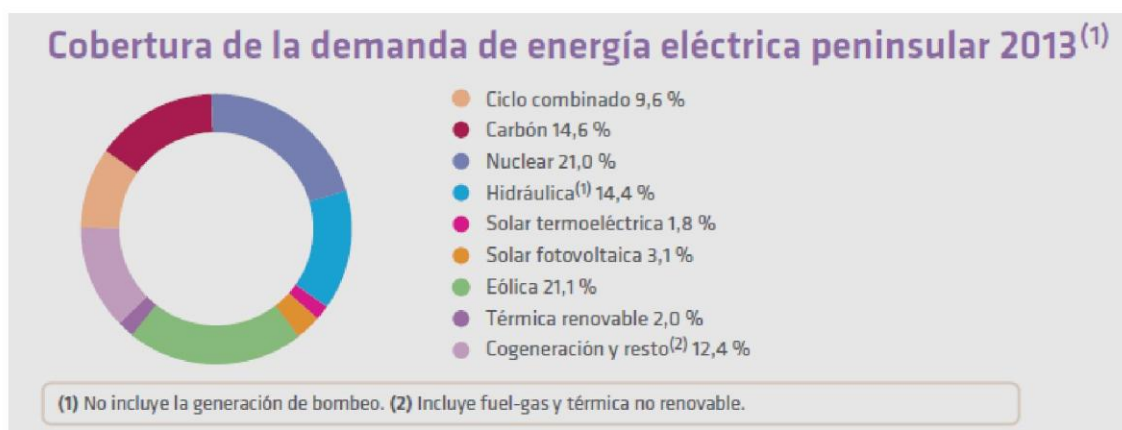
Como puede observarse, a lo largo de 2012 la **cobertura de la demanda eléctrica anual** peninsular fue proporcionada en el 22,1 % por la energía nuclear, situándose ésta a la cabeza (en el año 2011 la energía nuclear cubrió el 21,0 % de la demanda). A la energía nuclear la siguieron las centrales de carbón que elevaron el porcentaje de la cobertura de la demanda al 19,3 % (desde el 15,4 % en 2011). En tercer lugar se sitúa la energía eólica con el 18,1 % de la cobertura (aumentando su aportación desde el 16,0 % en 2011). Por otro lado, se redujo la aportación de los ciclos combinados al 14,1 % (en 2011 fue el 18,8 %) y de la energía hidráulica al 7,7 % (el 11,5 % se registró en 2011). La cogeneración alcanzó el 12,7 % de la cobertura peninsular (sin variaciones significativas



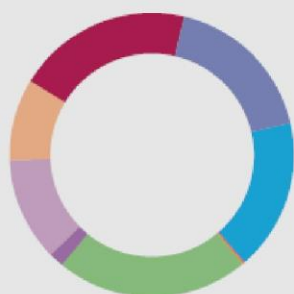
respecto al año anterior). Y el resto de tecnologías registró una tasa de cobertura todavía reducida, siendo éstas: la energía solar fotovoltaica (2,9 %), la energía térmica renovable (1,8 %) y la energía solar termoeléctrica (1,3 %).

En el año 2013 los números varían de manera interesante (aunque todavía no se trata de datos finales, sino de un avance provisional). Según la Red Eléctrica de España, a lo largo del año pasado se ha puesto a la cabeza de las fuentes de energía que cubren la demanda anual de electricidad la energía eólica, con el 21,1 %, aumentando su proporción significativamente. Con eso la eólica superó incluso la energía nuclear, que anteriormente era la más importante a la hora de cubrir la demanda anual, y que en 2013 descendió al segundo puesto, aún manteniendo su porcentaje casi por igual, en el 21 %. Un dato también muy interesante es la variación de la proporción de las centrales de carbón y de las hidráulicas - el carbón como fuente de energía reduce su participación en la cobertura de manera muy pronunciada, cayendo al 14,6 % (una reducción de casi 5 puntos porcentuales) y quedándose en el tercer puesto; y la hidráulica aumenta al 14,4 % (el porcentaje casi se duplica). En el quinto puesto aparece la cogeneración, cuya cobertura no disminuye en demasía y se queda en el 12,4 %. Pero un dato que varía significativamente es la aportación del ciclo combinado, que pierde su peso y desciende al 9,6 % (en dos años la cogeneración redujo su porcentaje de la cobertura casi a la mitad). Las tecnologías restantes también vieron crecer sus respectivos porcentajes, alcanzando la energía solar fotovoltaica el 3,1 %, la energía térmica renovable el 2 % y la energía solar termoeléctrica el 1,8 %.

#### 18) Cobertura de la demanda de electricidad peninsular anual y máxima horaria en 2013 (en %):



## Cobertura de la demanda máxima horaria 39.963 MW<sup>(1)</sup> 27 de febrero del 2013 (20-21 h)



Ciclo combinado	9,3 %
Carbón	20,0 %
Nuclear	17,7 %
Hidráulica <sup>(1)</sup>	17,3 %
Solar termoeléctrica	0,1 %
Solar fotovoltaica	0,2 %
Eólica	21,9 %
Térmica renovable	1,7 %
Cogeneración y resto <sup>(2)</sup>	11,8 %

(1) No incluye la generación de bombeo. (2) Incluye fuel-gas y térmica no renovable.

Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

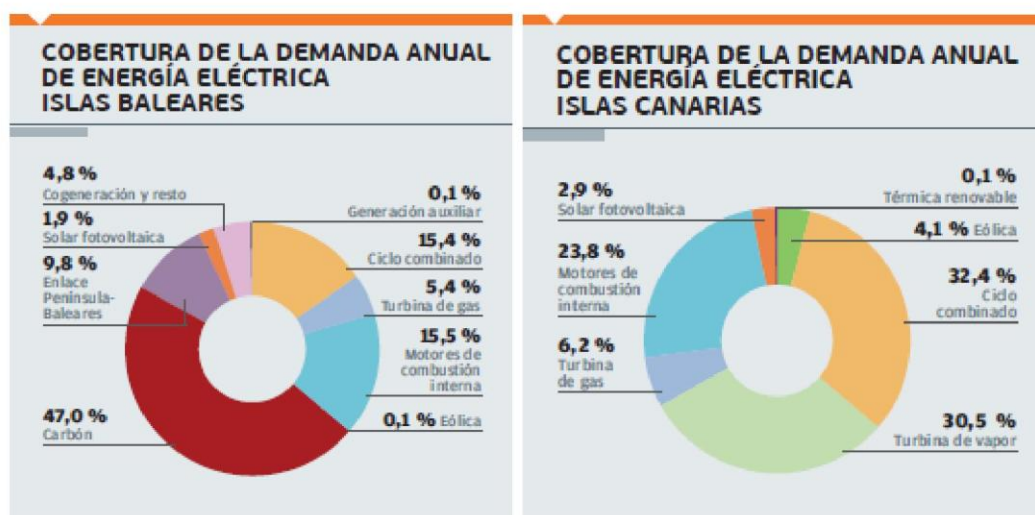
En cuanto a la **cobertura de la demanda máxima horaria** peninsular, los porcentajes son muy distintos a los de la cobertura de demanda anual. En 2012, el día 13 de febrero entre las 20 y 21 horas, cuando se produjo el máximo horario, la tecnología que mejor respondió a este aumento de la demanda fue el ciclo combinado, cubriendo el 23,4 %. Pero al año siguiente, cuando se produjo el máximo horario el día 27 de febrero 2013 entre las 20 y 21 horas, el ciclo combinado cubrió solamente el 9,3 % de la demanda, situándose en el quinto puesto, acorde con sus aportaciones anuales. La energía eólica en 2012 cubrió el 20,9 % de la demanda máxima horaria (aumentando su aportación respecto a la anual); y en 2013 la eólica cubrió el 21,9 %, situándose a la cabeza de las tecnologías. El tercer puesto en 2012 ocupó el carbón, con el 17,6 %; mientras que en el 2013 subió hasta el segundo puesto con el 20 % (en ambos años el carbón ganó mucho peso en la cobertura de la demanda máxima horaria respecto a la cobertura anual). La energía nuclear redujo en este sentido su cobertura en ambos años, situándose en el 16,9 % y 17,7 % respectivamente. La cogeneración en ambos casos siguió un patrón parecido, acorde con su proporción en la demanda anual, aportando el 10,6 % en 2012 y el 11,8 % en 2013. La aportación hidráulica en ambos años registró un aumento respecto a la cobertura anual, con el 8,9 % en 2012 y el 17,3 % en 2013 (en este caso el aumento es más notable).

Como puede observarse, las aportaciones de las distintas tecnologías a la cobertura de la demanda máxima horaria varían, en algunos casos, significativamente respecto a la cobertura de la demanda anual. Eso depende básicamente de la disponibilidad de las distintas tecnologías de generación. Las que mejor y más rápidamente reaccionan a la repentina subida de la demanda, son las centrales térmicas convencionales - el ciclo combinado y el carbón. Otro factor que también

influye es la gestionabilidad de los recursos necesarios para la producción de la energía eléctrica - por eso algunas de las energías renovables (p. ej. eólica, hidráulica fluyente, solar) difícilmente pueden responder a la subida de la demanda. Eso tiene que ver también con las condiciones climatológicas producidas en el momento de la máxima demanda (eolicidad, pluviosidad, luz solar) - por ejemplo, es obvio que si la hora punta se produce entre las 20 y 21 horas, la aportación de la energía solar será escasa.

Es de interés observar brevemente también la cobertura de la demanda anual de los sistemas eléctricos de las Islas Baleares y Canarias, para completar la visión de la estructura e importancia de las distintas tecnologías de generación del sistema eléctrico nacional. Acudiendo a datos de 2012, en el sistema Balear casi la mitad de la demanda estuvo cubierta por la tecnología del carbón (el 47 %), seguida por los motores de combustión interna y el ciclo combinado (el 15,5 % y el 15,4 % respectivamente), y con la aportación del enlace entre la península y las Islas del 9,8 %. En cuanto a las islas Canarias, allí la tecnología que más aportación tuvo en 2012 fue el ciclo combinado (el 32,4 %), seguida de cerca por las turbinas de vapor (el 30,5 %); y los motores con combustión interna cubrieron el 23,8 % de la demanda canaria en 2012.

#### 19) Cobertura de la demanda de electricidad anual en 2012; Islas Baleares, Islas Canarias, (%):

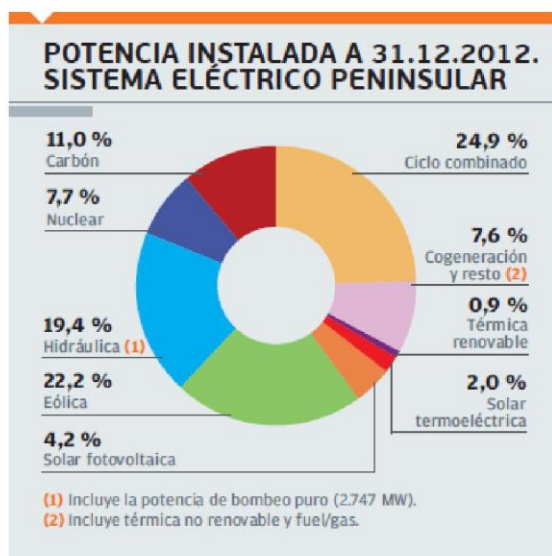


Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.



Un dato muy importante en cuanto a las dimensiones del sistema eléctrico, y relacionado con la demanda de energía eléctrica y su cobertura, es la **potencia instalada**. Esta variable nos enseña la capacidad total de generación disponible de un sistema eléctrico, medida tanto en megavatios como en porcentaje de cada tecnología de generación. Si nos centramos en el año 2012, a 31 de diciembre había 107.615 MW de potencia instalada en todo el sistema nacional, de los cuales 101.828 MW correspondían al sistema peninsular y 5.787 MW a los sistemas extrapeninsulares. En cuanto al sistema peninsular, a la cabeza de las tecnologías disponibles se situó el ciclo combinado, con el 24,9 % (25.340 MW); seguido por la energía eólica, con el 22,2 % (22.573 MW); la hidráulica, con el 19,4 % (19.803 MW); el carbón, con el 11 % (11.248 MW); la cogeneración, con el 7,6 % (7.760 MW); la energía nuclear, con el 7,7 % (7.853 MW); la solar fotovoltaica, con el 4,2 % (4.298 MW); la solar termoeléctrica, con el 2 % (2.000 MW); y finalmente la térmica renovable, con menos de 1 % (953 MW).

#### 20) Potencia instalada a 31.12.2012, sistema peninsular, (%):

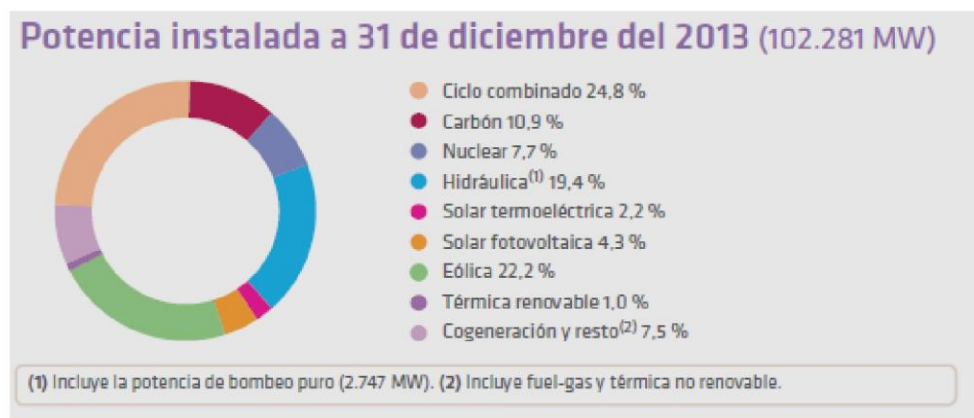


Fuente: Red Eléctrica de España, *El sistema eléctrico español 2012*.

Al año siguiente, las variaciones son, en la mayoría de las tecnologías, apenas notables. La potencia instalada total del sistema nacional es de 108.148 MW (un aumento de 0,6 %), de los cuales 102.281 MW corresponden al sistema peninsular (un aumento de 0,5 %), y 5.867 MW a los sistemas extrapeninsulares (un aumento de 1,4 %). Y hablando del sistema peninsular, las únicas tecnologías que presenciaron un desarrollo necesario de mencionar (variaciones de más de un punto porcentual respecto al año anterior), son la energía solar termoeléctrica, con un aumento del 15 % (pasando a

tener 2.300 MW instalados); la solar fotovoltaica, con un aumento del 3,3 % (pasando a 4.438 MW); y la térmica renovable, con un aumento del 2,7 % (pasando a 979 MW) - pero alcanzando en el conjunto, como ya se ha dicho, una variación poco significativa.

## 21) Potencia instalada a 31.12.2013, sistema peninsular, (en %):



Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

## 22) Potencia instalada a 31.12.2013; sistema peninsular, sistemas extrapeninsulares, total nacional, (en MW y variación % 2012/2013):

Potencia instalada a 31 de diciembre	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 13/12	MW	% 13/12	MW	% 13/12
Hidráulica	17.765	0,0	1	0,0	17.766	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón <sup>(1)</sup>	11.131	0,2	510	0,0	11.641	0,2
Fuel/gas	520	0,0	2.979	2,4	3.498	2,0
Ciclo combinado	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
<b>Régimen ordinario</b>	<b>62.635</b>	<b>0,0</b>	<b>5.343</b>	<b>1,3</b>	<b>67.978</b>	<b>0,1</b>
Hidráulica	2.057	0,7	0,5	0,0	2.058	0,7
Eólica	22.746	0,8	153	3,1	22.900	0,8
Solar fotovoltaica	4.438	3,3	244	1,5	4.681	3,2
Solar termoeléctrica	2.300	15,0	-	-	2.300	15,0
Térmica renovable	979	2,7	5	61,6	984	2,9
Térmica no renovable	7.127	-1,6	121	0,0	7.248	-1,5
<b>Régimen especial</b>	<b>39.646</b>	<b>1,4</b>	<b>524</b>	<b>2,0</b>	<b>40.170</b>	<b>1,4</b>
<b>Total</b>	<b>102.281</b>	<b>0,5</b>	<b>5.867</b>	<b>1,4</b>	<b>108.148</b>	<b>0,6</b>

(1) A partir del 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás).

Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

Una observación interesante es la comparación de las cifras de la potencia instalada y de la demanda máxima de potencia instantánea. Si acudimos a los datos de 2013 para el sistema peninsular, vemos que la potencia instalada (o la capacidad total disponible del sistema) este año es de 102.281 MW, mientras que el máximo de potencia instantánea demandada fue de 40.277 MW (y el récord histórico que se generó en el año 2007 fue de 45.450 MW). Por lo tanto, a primera vista queda patente que existe un sobredimensionamiento de las capacidades del sistema.

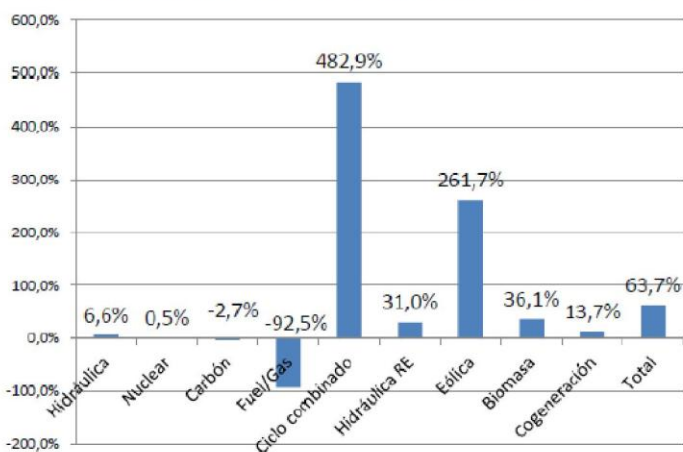
Según los datos presentados en las siguientes tablas y figuras, podemos observar que esta tendencia de sobredimensionamiento existe en el sistema eléctrico peninsular desde hace más de una década. La tecnología que más aumento registró fue la del ciclo combinado, que durante este “boom” casi se quintuplicó. (Aunque en 2013, con sus 25.353 MW de potencia instalada cubrió tan solo el 9,6 % de la demanda anual.) La brecha entre los megavatios demandados y los instalados se está abriendo a partir del año 2003, llegando a ser, al día de hoy, realmente abismal - aún suponiendo que volveríamos a los niveles de demanda de los años anteriores a la crisis (los históricos 45.450 MW de potencia instantánea demandada en 2007), es obvio que los 102.281 MW instalados más que duplican las necesidades del sistema - cosa que necesariamente tiene que traducirse en unos costes innecesarios para el sistema.

### 23) Variación de potencia instalada y demandada, 2003 - 2012, (en MW y %):

#### Potencia eléctrica instalada (MW)

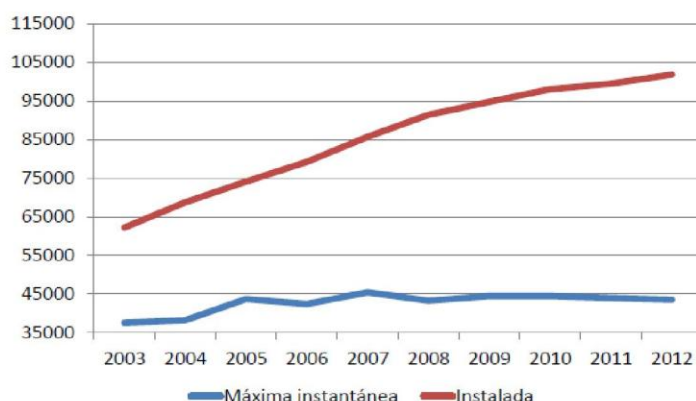
Columna1	2003	2012
Hidráulica	16.657	17.761
Nuclear	7.816	7.853
Carbón	11.565	11.248
Fuel/Gas	6.947	520
Ciclo combinado	4.347	25.340
Hidráulica RE	1.559	2.042
Eólica	6.240	22.573
Fotovoltaica	9	4.298
Termoeléctrica	0	2.000
Biomasa	700	953
Cogeneración	6.370	7.240
Total	62.210	101.828

#### Variación de la potencia eléctrica instalada 2012 - 2003





### Evolución de la potencia consumida e instalada (MW)



Fuente: Curso “Sistema Eléctrico Español” impartido en diciembre 2013 por la Cátedra de Economía de la Energía y del Medio Ambiente, Universidad de Sevilla. Elaborado con datos de REE.

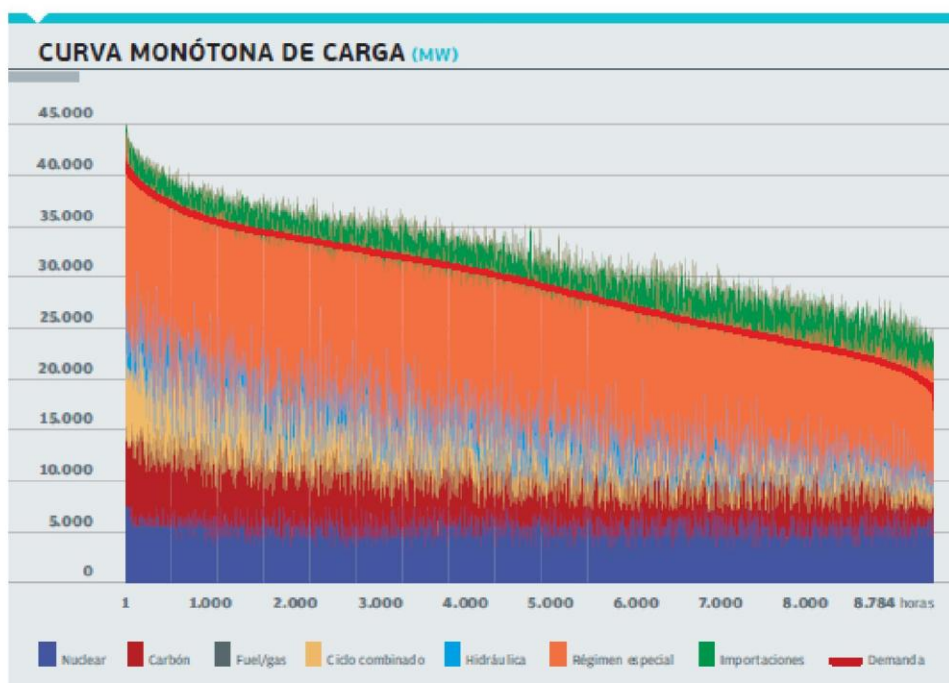
Otra observación relacionada es la comparación de los porcentajes de las aportaciones de las distintas tecnologías de generación en la potencia instalada y en la cobertura de la demanda anual. Acudiendo de nuevo a los datos de 2013 para el sistema peninsular, vemos lo siguiente (ordenado según la importancia de la cuota en la potencia instalada): para el ciclo combinado la potencia instalada es el 24,8 % de la potencia instalada total, mientras que la cobertura de la demanda anual es de 9,6 %; para la eólica hablamos de 22,2 % versus 21,1 %; la hidráulica 19,4 % y 14,4 % respectivamente; los porcentajes de carbón son 10,9 % y 14,6 %; en el caso de la energía nuclear tenemos el 7,7 % y el 21,0 %; para la cogeneración se registraron 7,5 % y 12,4 %; la energía solar fotovoltaica representa el 4,3 % y el 3,1 % respectivamente; la solar termoeléctrica es el 2,2 % y el 1,8 %; y finalmente la térmica renovable representa el 1,0 % y el 2 %. (No es conveniente comparar los datos, desglosados por tecnología, de la potencia instalada con los de la cobertura de la demanda máxima de potencia instantánea ni con la demanda máxima horaria, porque necesariamente incurriríamos en sesgos - precisamente por razones de la gestionabilidad de las distintas fuentes de energía explicados arriba: p. ej. hay escasa luz solar entre las 20 y 21 horas.)

Entonces lo que podemos observar es, por un lado, que sobran megavatios de potencia instalada y, por otro lado, que no todas las tecnologías de generación están utilizadas según les correspondería - es decir, no se corresponden las capacidades instaladas con su utilización real. Para que así sea, los porcentajes de potencia instalada y los de la cobertura de la demanda anual deberían ser más o menos igualados. Algunas tecnologías están infrautilizadas (o está sobredimensionada su instalación) - caso obvio del ciclo combinado - ; mientras que otras funcionan casi a pleno rendimiento - como es el caso de la energía nuclear.

Este factor está también estrechamente relacionado con el funcionamiento de las distintas centrales, según la tecnología de generación empleada, en función de la potencia demandada a lo largo del año. Este dato está representado por la **curva monótona de carga**, que se construye a partir de las curvas de carga diarias (ordenando las curvas de carga de mayor a menor) y representa la potencia en función del tiempo durante el periodo considerado (que es un año = 8.760 horas<sup>8</sup>). En el eje de ordenadas está representada la potencia, y en el eje de abscisas están representadas las horas de utilización de esa potencia a lo largo del año - desglosada, en nuestro caso, por las distintas tecnologías de generación que participaron. El área bajo la curva de la demanda es la energía demandada, y el área por encima corresponde (casi en su totalidad) con las exportaciones.

Según podemos observar en la figura de la curva monótona de carga para el año 2012, la tecnología que participó de manera más homogénea durante todas las horas del año, fue la energía nuclear. Es decir, la energía nuclear es la que más continuamente fue explotada, tanto en las horas con la mayor demanda de potencia, como en las horas con la menor. Por el contrario, otras tecnologías, como la de carbón o los ciclos combinados en mayor medida, registran un descenso de utilización conforme baja la potencia demandada.

#### 24) Curva monótona de carga, 2012, (en MW/horas):



Fuente: Red Eléctrica de España, *El sistema eléctrico español 2012*.

<sup>8</sup> El año 2012 fue bisiesto: 366 días x 24 horas = 8.784 horas en total (según queda reflejado en la tabla de la curva monótona de carga de 2012).

Pero para hacernos una idea todavía mejor acerca de la utilización real de las distintas centrales, el dato que mejor refleja este hecho, son las **horas medias de funcionamiento** anuales para cada una de las tecnologías de generación eléctrica<sup>9</sup>. Este dato nos señala cuántas horas al año cada una de las distintas tecnologías funciona a plena potencia, eso es, a su potencia nominal de diseño. Teniendo en cuenta que el año tiene 8.760 horas (o 8.784 horas en los años bisiestos, como el 2012), es fácil la comparación de éstas con las horas de funcionamiento que podemos calcular.

Como podemos observar en la siguiente tabla, las horas de funcionamiento de las distintas tecnologías en 2013 varían mucho, pero todas, con la única excepción de la energía nuclear, facturan una utilización muy baja, y algunas de ellas están muy por debajo de sus capacidades. Yendo por partes (y ordenando la lista según el número de horas de funcionamiento) - según los datos desglosados de la tabla “11) Balance eléctrico anual, 2013” (donde vemos los GWh generados por cada tecnología del sistema peninsular), junto con los datos de la tabla “21) Potencia instalada a 31.12.2013” (donde vemos los MW de potencia instalada de cada tecnología del sistema peninsular), observamos lo siguiente: de las 8.760 horas anuales en 2013, la energía nuclear funcionó a plena potencia un total de 7.167 horas; la energía térmica renovable (donde pertenece por ejemplo la biomasa o el biogás) funcionó 5.186 horas; la energía térmica no renovable (donde pertenece, entre otros, la cogeneración) funcionó 4.497 horas; las tecnologías de carbón funcionaron 3.575 horas; la energía eólica funcionó 2.370 horas; la energía hidráulica funcionó 2.084 horas (y si separamos las centrales del ya extinto Régimen Ordinario del Régimen Especial, las horas de funcionamiento son 1.925 y 3.449, respectivamente); la solar termoeléctrica funcionó 1.980 horas; la solar fotovoltaica funcionó 1.799 horas; y finalmente el ciclo combinado funcionó tan solo 1.002 horas. En total, todas las tecnologías del conjunto del sistema peninsular funcionaron un promedio de 2.544 horas anuales en 2013.

---

<sup>9</sup> El cálculo para cada tecnología es: horas medias de funcionamiento anuales (hfun) = GWh de energía producida al año / GW de potencia instalada.



**25) Horas de funcionamiento medias anuales 2013 (sistema peninsular), factor de operación y factor de planta típico para cada tecnología:**

Horas medias de funcionamiento, factor de operación y factor de planta típico, 2012 y 2013					
Tecnología de generación	Horas de funcionamiento 2012	Factor de operación 2012	Horas de funcionamiento 2013	Factor de operación 2013	Factor de planta típico
Nuclear	7.828	89%	7.167	82%	60%-98%
Térmica renovable	4.962	56%	5.186	59%	
Carbón	4.865	55%	3.575	41%	70-90%
Térmica no renovable	4.619	52%	4.497	51%	
Eólica	2.131	24%	2.370	27%	20-40%
Solar fotovoltaica	1.815	21%	1.799	21%	10-15%
Solar termoeléctrica	1.722	20%	1.980	23%	
Ciclo combinado	1.523	17%	1.002	11%	60%
Hidráulica	1.216	14%	2.084	24%	60%
* Hidráulica R.E.	2.269	26%	3.449	39%	
* Hidráulica R.O.	1.095	13%	1.925	22%	
<b>TOTAL sistema peninsular</b>	<b>2.637</b>	<b>30%</b>	<b>2.544</b>	<b>29%</b>	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y de la Pontificia Universidad Católica de Chile (para el factor de planta típico de cada tecnología).

Podemos hacer también una comparación con el año anterior: de las 8.784 horas anuales en 2012, la energía nuclear funcionó a plena potencia un total de 7.828 horas; la energía térmica renovable funcionó 4.962 horas; las tecnologías de carbón funcionaron 4.865 horas; la energía térmica no renovable funcionó 4.619 horas; la energía eólica funcionó 2.131 horas; la solar fotovoltaica funcionó 1.815 horas; la solar termoeléctrica funcionó 1.722 horas; el ciclo combinado funcionó 1.523 horas; y finalmente la energía hidráulica funcionó solo 1.216 horas (y si separamos las centrales del ya extinto Régimen Ordinario del Régimen Especial, las horas de funcionamiento son 1.095 y 2.269, respectivamente). En total, todas las tecnologías del conjunto del sistema peninsular funcionaron un promedio de 2.637 horas anuales en 2012.

De allí podemos calcular el **factor de operación**, que representa en realidad lo mismo que el factor de planta o factor de capacidad, aunque las dos cosas se averiguan mediante distintos cálculos. El factor de operación es la relación entre el número de horas que la central ha estado acoplada a la red eléctrica (el número de horas que la central ha estado produciendo energía eléctrica - entiéndase, a plena potencia) y el número total de horas del período considerado (un año

= 8.760 horas o 8.784 horas en 2012), en tanto por ciento<sup>10</sup>. Y el factor de planta o factor de capacidad de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (un año) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos (potencia instalada multiplicada por el número de horas del período medido)<sup>11</sup>. En ambos casos, el resultado representa porcentualmente la utilización de la capacidad de la central, o de la tecnología en cuestión, a lo largo del año.

Aquí de nuevo podemos ver que los porcentajes de utilización de todas las tecnologías, excepto la nuclear, registran unos valores bastante bajos. En el año 2012 y al año siguiente, en 2013, respectivamente, el factor de operación de las distintas tecnologías fue el siguiente: para la energía nuclear, que es la que registra más altos valores, se calcula el 89 % en 2012, bajando al 82 % en 2013; en segundo lugar aparece la tecnología térmica renovable, con el 56 % y subiendo al 59 %; el tercer puesto fue en 2012 para el carbón, con el 55 %, pero bajando la cuota al 41 %; de esta manera el carbón fue adelantado por la tecnología térmica no renovable, a pesar de su bajada del 52 % al 51 %; en el quinto lugar tenemos a la energía eólica, subiendo desde el 24% al 27 %; la solar fotovoltaica registró en ambos años el 21 %; en cambio la energía solar termoeléctrica subió del 20 % al 23 %, adelantando a la fotovoltaica; el ciclo combinado quedó penúltimo en 2012, con el 17 %, y último en 2013, bajando al 11 % de utilización; y finalmente la energía hidráulica, para la que el año 2012 no fue muy bueno, ya que se utilizó solo al 14 % (desglosando el antiguo Régimen Ordinario y Régimen Especial, fue el 13 % y el 26 % respectivamente), y que registró unos valores algo más altos en 2012, con el 24 % (para el R. O. fue el 22% y para el R. E. fue el 39 %). En total, todas las tecnologías del conjunto del sistema peninsular funcionaron al 30 % a lo largo del año 2012, y bajando el factor de operación al 29 % en 2013.

Visto así, los porcentajes del factor de operación en el sistema peninsular pueden darnos una impresión bastante nefasta del aprovechamiento de las centrales existentes. Pero para no crear confusión ni incurrir en sesgos, hay que mencionar una cuestión muy importante - no todas las tecnologías técnicamente son capaces de funcionar al 100% del valor nominal especificado en la placa de identificación de los equipos o, dicho de otra manera, al 100% de su capacidad instalada. De hecho, ninguna tecnología puede, ya que siempre habrá algunas horas en las que la central quede

---

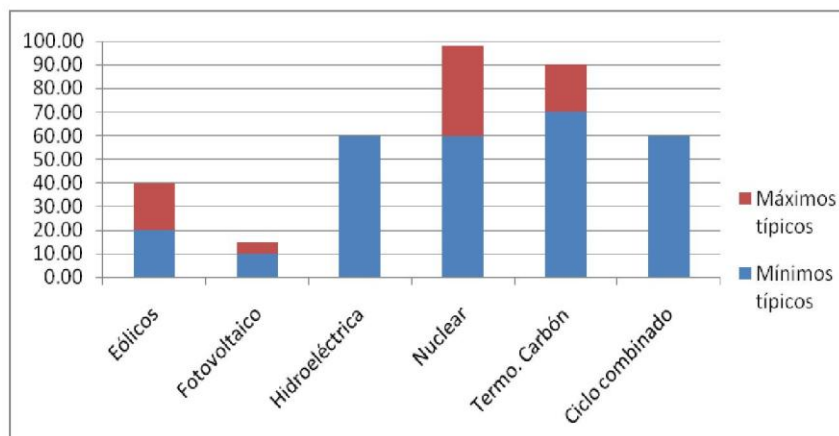
<sup>10</sup> El cálculo del factor de operación es:  $Fo = (n^{\circ} \text{ de horas de funcionamiento} / 8.760 \text{ o } 8.784 \text{ horas}) \times 100$ .

<sup>11</sup> El cálculo del factor de planta o capacidad es:  $Fp = \text{GWh de energía producida al año} / (\text{GW de capacidad instalada} \times 8.760 \text{ o } 8.784 \text{ horas})$ .



desconectada, como las horas de mantenimiento o las resultantes de las restricciones técnicas. Pero aparte, cada tecnología tiene unos valores típicos del factor de planta, es decir, cada tecnología funciona de distinta manera y puede operar a pleno rendimiento durante distintas horas al año.

## 26) Factores de planta típicos para distintos tipos de centrales, (en %):



Fuente: *Proyecto Investigación: Confiabilidad en Sistemas Eólicos-Hidrotérmicos - Factores de planta de parques eólicos y su necesidad de centrales de respaldo*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Mercados Eléctricos IEE3372.

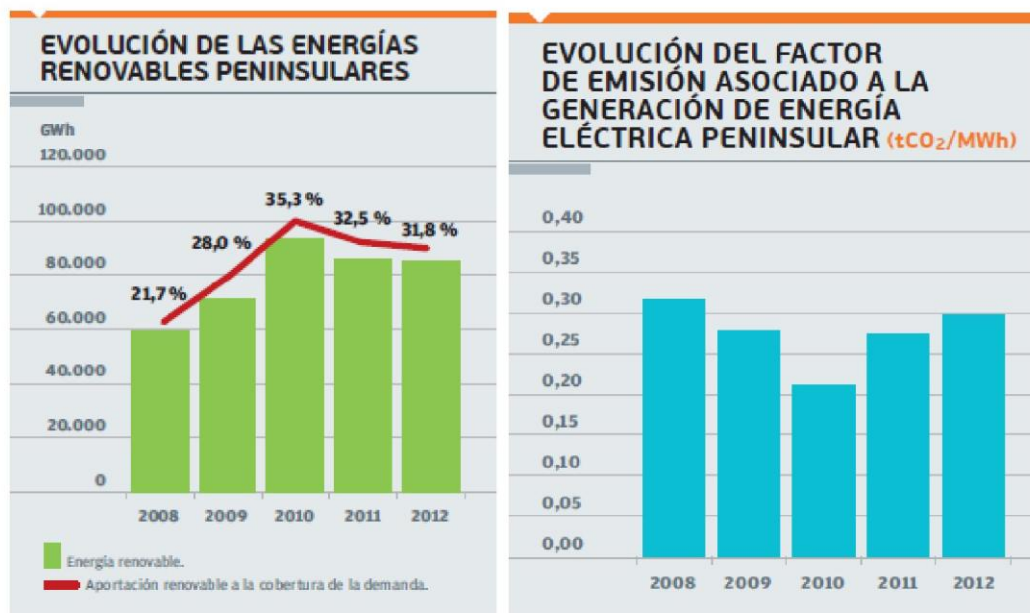
Los valores típicos del factor de planta son los siguientes: para las centrales nucleares es entre el 60% - 98%; la tecnología de carbón funciona típicamente al 70% - 90%; el ciclo combinado tiene el valor típico mínimo del 60%, igual que las plantas hidráulicas; los parques eólicos típicamente funcionan entre el 20% y el 40% de su capacidad; y los paneles fotovoltaicos solamente suelen funcionar al 10% - 15% de su capacidad instalada. Entonces, por ejemplo, un MW de potencia instalada nuclear no puede rendir lo mismo que un MW de potencia instalada eólica. La razón está clara - la gestionabilidad de las distintas tecnologías. Las centrales térmicas convencionales, como las nucleares, las de carbón o las de ciclo combinado, realmente pueden funcionar a pleno rendimiento casi siempre, ya que técnicamente es posible (cuestión distinta es si/cuando es también deseable). Mientras que las tecnologías renovables, como la hidráulica, la eólica o la solar, pueden funcionar solamente cuando se den condiciones para ello - cuando haya agua, luz solar o sople el viento. Y aunque entren en funcionamiento, no siempre pueden funcionar al 100% - p. ej., para que un molino eólico funcione a plena carga, la velocidad del viento tiene que oscilar entre los 11 y los 24,4 m/s (con rachas de viento más fuertes se procede a la desconexión por razones de seguridad). Por lo tanto, los valores típicos del factor de planta para estas tecnologías son necesariamente más bajos.



Entonces para poder hacer un análisis real y para poder sacar conclusiones acerca del aprovechamiento de las distintas tecnologías del sistema peninsular, hace falta comparar los valores calculados del factor de planta/factor de operación/factor de capacidad con los valores típicos. Allí observamos que la tecnología nuclear (tanto con el 89% de 2012, como en el 82% de 2013) entra dentro del funcionamiento típico (entre el 60% y el 98%), pero su rendimiento todavía puede ser algo mejor. En el caso de la tecnología del carbón, ambos años (con el 55% y el 41%) queda claramente por debajo de sus valores típicos (70% - 90%). El ciclo combinado es el que peor queda parado de todas las tecnologías - sus 17% y 11% de funcionamiento quedan muy por debajo del valor típico mínimo, que es el 60%. A las centrales hidráulicas tampoco les salen las cuentas - vemos que el 14% de 2012 es realmente una cifra muy mala respecto al 60% del mínimo típico, y el 24% de 2013 tampoco es una mejora sustancial. (Pero la operación de las centrales hidráulicas siempre depende de las condiciones climatológicas de cada año y de cada zona. Si hay una escasez de agua, es difícil hacer unas conclusiones acerca de la efectividad de la utilización de esta tecnología particular. Aunque, por lo visto, la pluviosidad en el año 2013 fue bastante buena.) Los parques eólicos peninsulares sí que entraron en ambos años dentro de los valores típicos (20% - 40%), aunque tanto el 24% en 2012, como el 27% de 2013, todavía serían susceptibles de mejora. (Igualmente que en el caso de la hidráulica, puede que haya menos viento en los años de la medición. Para hacer un seguimiento más adecuado, habría que hacer un estudio más prolongado en el tiempo.) Y por último, la tecnología solar fotovoltaica es la única que realmente sobresale en el sistema peninsular, ya que con sus 21% de factor de planta supera con creces los valores típicos (10% - 15%). Se nota que España es un país realmente muy propicio para este tipo de tecnologías, ya que tanto el número de las horas como la intensidad de la luz solar son extraordinarios. (Por desgracia no se puede hacer una comparación semejante también para la energía solar termoeléctrica, ya que no se dispone de los datos del valor típico del factor de planta.)

Otro factor relevante a la hora del análisis del sistema eléctrico, y que está muy relacionado con las magnitudes estudiadas anteriormente, es la **aportación de las energías renovables** - tanto la proporción de la energía renovable en la potencia instalada, como en la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica.

## 27) Evolución de las energías renovables y del factor de emisión, sistema peninsular, (2008 - 2012):



Fuente: *El Sistema Eléctrico Español 2012*. Red Eléctrica de España.

En el año 2012 la aportación de las energías renovables, en su conjunto, a la potencia instalada en el sistema peninsular fue del 49% del total existente a 31. 12. 2012. Por su parte, la aportación de las energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica anual peninsular fue del 31,8% - una cuota bastante más baja de la que se registró en 2010, año en el que se alcanzó el máximo histórico hasta entonces, con el 35,3%. Desde el año 2010 las cuotas van bajando año tras año. Las razones de esta reducción de la proporción de las energías renovables en la cobertura de la demanda son varias, entre ellas las meteorológicas (el acusado descenso de la producción hidráulica), pero también las económicas - basta con recordar los sucesivos recortes y restricciones para este tipo de tecnologías, analizados con detalle en el capítulo anterior.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la producción eléctrica y su evolución, son una variable muy relacionada a la cobertura de la demanda por parte de las energías renovables. Esta relación podemos observar acudiendo al gráfico de la evolución del factor de emisión asociado a la generación de la energía eléctrica peninsular. Se registra una trayectoria inversa a la de las aportaciones de energías renovables a la cobertura de la demanda anual. En 2012 las emisiones del sistema eléctrico peninsular fueron de 0,3 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh, es decir unos 80 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en total. De nuevo vemos el mínimo histórico en 2010 (0,21 tCO<sub>2</sub>/MWh = unos 57 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub>), aumentando desde entonces cada año tanto las toneladas por cada megavatio hora generado, como las toneladas producidas en total al año. El resultado es



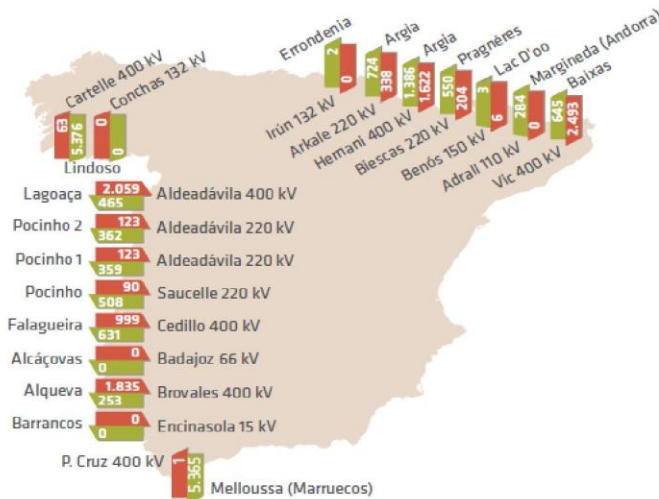
que, a menor cuota de energías renovables en la cobertura de la demanda anual, mayor factor de emisión asociado y, por lo tanto, mayor número de toneladas de CO<sub>2</sub> producidas (problema que no se ve disminuido ni con la bajada en la demanda).

Otra observación interesante es la comparación de la cobertura de la demanda y las emisiones asociadas en 2008 y en 2012: en 2008 el 21,7% de demanda fue cubierta con energías renovables y el factor de emisión asociado fue de 0,31 tCO<sub>2</sub>/MWh; mientras que en 2012 el 31,8% de demanda fue cubierta con energías renovables y el factor de emisión asociado fue de 0,30 tCO<sub>2</sub>/MWh. Vemos que la aportación de las energías renovables sí que aumentó en unos 10 puntos porcentuales, mientras que el factor de emisión volvió a las cifras registradas hace cuatro años. La explicación que se nos ofrece es la principalmente el aumento de la generación con tecnologías de carbón.

Los **intercambios internacionales** son otra vertiente del sistema eléctrico necesaria de analizar para completar la visión de las magnitudes del sistema. Como ya hemos visto, esta cifra siempre aparece en el balance eléctrico anual. Concretamente, para obtener la demanda de energía eléctrica anual, hay que incluir los intercambios internacionales en el cálculo: descontándolos de la generación neta, junto con los consumos en bombeo, en el caso del cálculo para el sistema nacional, y junto también con el enlace Península-Baleares en el caso del sistema peninsular. En ambos casos los intercambios internacionales aparecen con el signo negativo, ya que España es exportador neto de energía eléctrica, por lo tanto se trata de saldo neto exportador, una realidad que no se ha visto cambiada desde hace una década (aunque los flujos de electricidad continuamente transcurren en ambos sentidos). España tiene establecidas interconexiones con sus países vecinos - Francia, Portugal, Marruecos y Andorra. La capacidad comercial de intercambio en las interconexiones entre España y sus países vecinos son las siguientes: con Francia el valor máximo de capacidad de intercambio es de 1.400 MW (la REE prevé una ampliación hasta 2.800 MW para 2016); con Portugal se alcanza un valor máximo de entre 2.000 y 2.400 MW (con una ampliación prevista hasta los 3.000 MW en 2016); y con Marruecos existe la conexión a través de dos cables submarinos con la capacidad máxima de 800 MW. Un dato digno de mencionar es que la conexión entre España y Marruecos es la única conexión de Europa con el norte de África completamente operativa hasta la fecha.

**28) Mapa de interconexiones internacionales de España, intercambios físicos en 2013, (en GWh):**

### Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

Como podemos ver, en cada punto de interconexión aparecen flujos en ambos sentidos, es decir, tanto exportador como importador, pero siendo el resultado siempre de saldo neto exportador: en 2012 España exportó 11.200 GWh netos de energía eléctrica y en 2013 esta cifra descendió significativamente hasta los 6.958 GWh (un descenso del 62 %). Observando la evolución del saldo neto de los intercambios internacionales, es de interés mencionar que la cifra alcanzada en 2012 refleja cierta recuperación, ya que se consiguió volver tras cuatro años al volumen de 2008. Esta recuperación se aprecia más, teniendo en cuenta que en 2012, a pesar de la reducción de la demanda anual del sistema eléctrico nacional en el 1,4 % respecto al año anterior, llegó a registrarse un aumento del 1,1 % de la generación neta de energía eléctrica, debido justamente al aumento de las exportaciones. Pero esta tendencia no se repitió en 2013, volviéndose a registrar de nuevo niveles muy bajos, incluso en comparación con los años anteriores.

**29) Saldo neto de los intercambios internacionales físicos, 2009 - 2013 (en GWh):**

### Saldo de los intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)

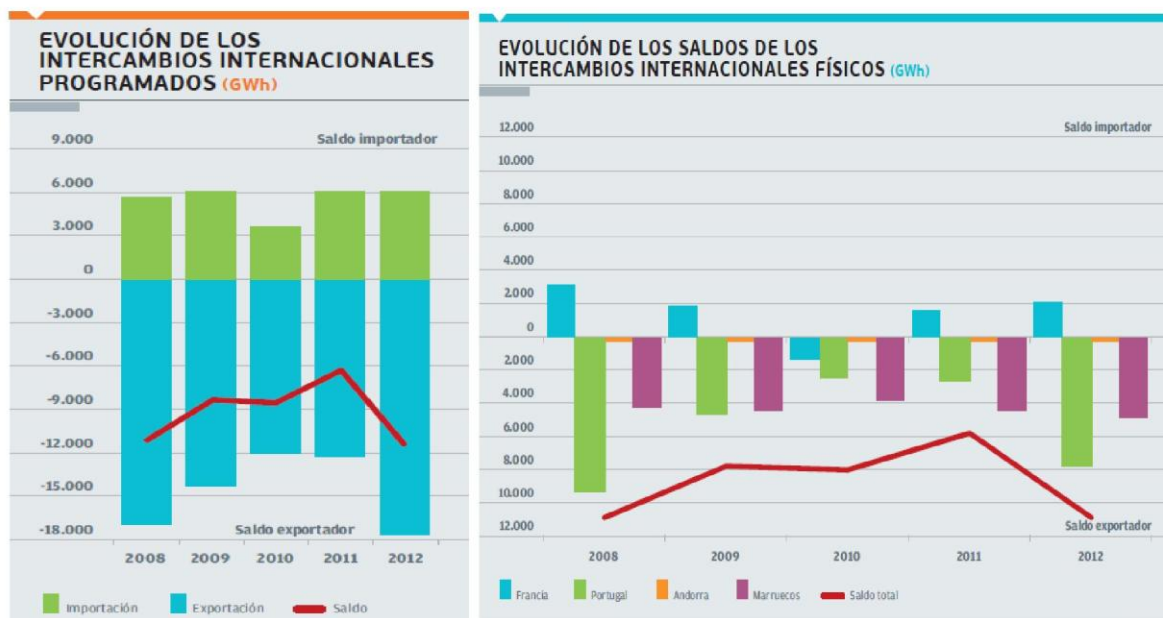
	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2009	1.590	-4.789	-299	-4.588	-8.086
2010	-1.531	-2.634	-264	-3.903	-8.333
2011	1.524	-2.814	-306	-4.495	-6.090
2012	1.883	-7.897	-286	-4.900	-11.200
2013	1.353	-2.663	-284	-5.364	-6.958

Saldo positivo: importador; saldo negativo: exportador.

Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

Desglosando los intercambios internacionales por países, el resultado para España es siempre exportador, con la excepción de Francia de dónde España, en términos absolutos, importa electricidad (salvo en 2010, cuando el signo negativo aparece también para Francia)<sup>12</sup>. En concreto, para el año 2012 y 2013 respectivamente, los saldos de los intercambios internacionales entre España y sus vecinos son los siguientes: con Francia son 1.883 MW, bajando a 1.353 MW importados; con Portugal son 7.897 MW, registrando una bajada sustancial hasta los 2.663 MW exportados; con Andorra hablamos de unas cifras más bajas, 286 MW y 284 MW exportados; y hacia Marruecos se exportaron 4.900 MW, y subiendo ligeramente a 5.364 MW.

### 30) Evolución de los intercambios internacionales programados y físicos, 2008 - 2012, (en GWh):



Fuente: *El Sistema Eléctrico Español 2012*. Red Eléctrica de España.

Y por último, para cerrar el análisis del sistema eléctrico español, hace falta incluir la red de transporte: las instalaciones (los tipos de tendido y los kilómetros instalados del circuito) y la capacidad de transformación. Entre los tipos del tendido eléctrico encontramos principalmente las líneas aéreas (las líneas de transporte clásicas, constituidas por el elemento conductor - cables de acero, cobre o aluminio -, y por sus torres de soporte) que conforman la gran mayoría del tendido eléctrico español; el cable subterráneo y el cable submarino. Apreciamos que a lo largo de los últimos años observados, los kilómetros del tendido eléctrico han registrado aumentos constantes, a pesar

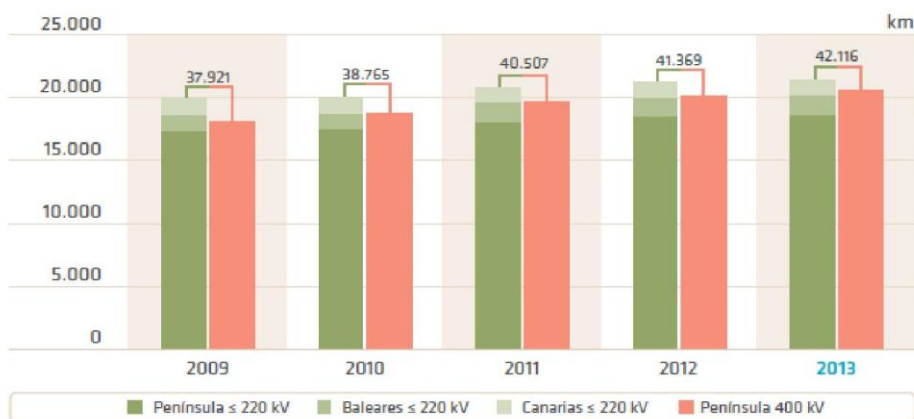
<sup>12</sup> En las estadísticas, el signo positivo = saldo importador / signo negativo = saldo exportador.



de la desaceleración económica y de la bajada de demanda de energía eléctrica. Sin embargo, la necesidad de reforzar la fiabilidad de la red de transporte y de aumentar el grado de mallado de la red para permitir que se incorporara la nueva potencia renovable, tuvo como consecuencia la entrada en servicio de nuevas instalaciones en los últimos años. En 2012 se han instalado 862 km nuevos de circuito, siendo el total del circuito instalado de 41.396 km; y en 2013 los 474 km de nueva instalación situaron la suma en 42.116 km; de los cuales 20.641 km pertenecen a la tensión de 400 kV, y 18.639 km a la tensión hasta 220kV en el sistema peninsular. La capacidad total de transformación del sistema eléctrico nacional en 2013 es de 80.295 megavoltiamperios.

### 31) Evolución de la red de transporte, 2009 - 2013:

#### Evolución de la red de transporte en España



#### Instalaciones de la red de transporte en España

	400 kV Península	≤ 220 kV			Total
		Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	20.641	18.639	1.544	1.293	42.116
Líneas aéreas (km)	20.586	17.939	1.089	1.023	40.637
Cable submarino (km)	29	236	306	30	601
Cable subterráneo (km)	26	463	149	240	878
Transformación (MVA)	75.859	63	2.748	1.625	80.295

Datos de km de circuito y capacidad de transformación a 31 de diciembre del 2013.

Fuente: *El Sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España.

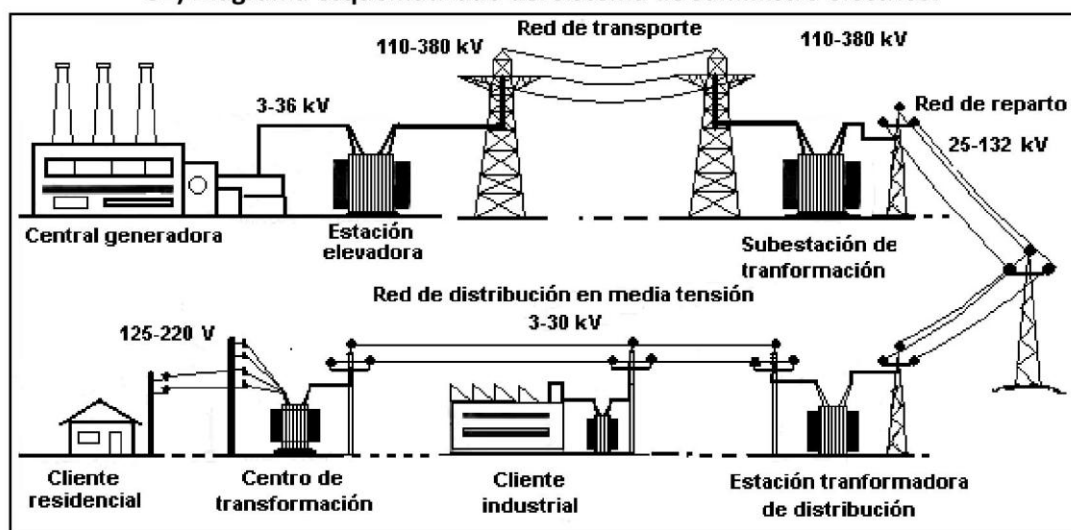


### 5.2.2) Generación/transporte/distribución/comercialización:

Otra distinción posible dentro del sistema eléctrico, o sistema de suministro eléctrico, aparte de la diferenciación territorial entre el sistema peninsular y los sistemas extrapeninsulares, es la distinción por fases. Es decir, la visión, por separado, de los distintos componentes del sistema, desde el punto de vista funcional. Como ya se ha dicho, el sistema eléctrico lo componen todos los elementos y medios necesarios para la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica hasta los consumidores finales. Entonces esta otra distinción funcional ve por separado estas distintas fases del suministro: la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

Es importante ver y analizar las fases del suministro por separado, ya que cada una tiene funciones muy distintas desde el punto de vista operacional, y algunas de ellas además tienen que ser operadas de manera separada de otras (como ya hemos apuntado en el análisis jurídico y como veremos con más detalle en el siguiente capítulo). Todos estos elementos en su conjunto proporcionan a los consumidores finales la posibilidad de disfrutar del uso de la energía eléctrica. Para que el sistema funcione en su conjunto, tiene que contar con mecanismos de seguridad, protección y control centralizado. Además, teniendo en cuenta que la electricidad no se puede almacenar a grandes escalas y que, por lo tanto, la generación y la demanda en todo momento tienen que ser igualadas, hace falta que todas las fases del sistema estén gestionadas por un ente independiente - el operador del sistema (que será analizado con más detenimiento en el capítulo 5.2.4).

**32) Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico:**



Fuente: Mario Ramírez Ferrero, Departamento de Desarrollo Tecnológico CEDETEL, 7 de junio de 2011.

La **GENERACIÓN** es la fase inicial en todo sistema eléctrico y es la fase que se encarga de producir la energía eléctrica en las distintas centrales eléctricas. Se puede tratar de centrales nucleares, térmicas convencionales (de carbón, fueloil, o de gas - incluida la cogeneración), térmicas de ciclos combinados (de gas), térmicas renovables (de biomasa o de residuos), hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaicas o termosolares. Las centrales generadoras son propiedad de las distintas empresas eléctricas, y su número y potencia instalada varían según la tecnología empleada, como ya hemos visto en el capítulo anterior a la hora de analizar la producción y la potencia instalada en el sistema eléctrico español (de allí también hemos podido observar la magnitud y la importancia de cada tipo de centrales en la generación). Podemos concluir que las centrales generadoras son las que se encargan de producir electricidad, la cual ceden al resto del sistema eléctrico.

Según define el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *“la actividad de producción de energía eléctrica está regulada en el Título IV de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta actividad es llevada a cabo por los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción. La autorización de instalaciones de producción de energía eléctrica requiere autorización administrativa previa.”*

En cuanto al funcionamiento, lo que todas las tecnologías de generación tienen en común, excepto las fotovoltaicas (donde la electricidad se obtiene de la transformación directa de la radiación solar), es que cada instalación, utilizando una fuente de energía primaria (el agua, el gas, el carbón, el uranio, el viento, la biomasa o la energía solar), tiene la función de convertir la energía mecánica en la energía eléctrica, haciendo girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, generando así la electricidad.

En concreto, según tipo de central:

- Las centrales nucleares aprovechan el calor generado por la fisión de materiales como el uranio y el plutonio, reacción tras la que se libera una gran cantidad de energía que se utiliza para calentar agua y convertirla en vapor, el cual hace girar las aspas de una turbina que a la vez mueven un generador que transforma la energía mecánica en electricidad.
- Las centrales termoeléctricas convencionales utilizan el calor generado por la quema de combustibles fósiles, como carbón, fueloil o gas natural, en una caldera para transformar agua, que circula por unas cañerías, en vapor que, a su vez, mueve una turbina de vapor conectada a un generador que recoge la energía mecánica y la transforma en eléctrica.












- Las centrales térmicas que utilizan el ciclo combinado, realmente combinan dos tipos de tecnología - ciclos térmicos convencionales y ciclos termodinámicos - lo que les permite un mejor aprovechamiento de la energía primaria: primero se emplea una turbina de gas (el ciclo de Brayton), como en el caso de una central térmica convencional - primer ciclo - , y a continuación se aprovecha el calor residual de los gases para generar vapor y pasarlo por una turbina de vapor (el ciclo de Rankine) - segundo ciclo.
- Las centrales térmicas renovables (de biomasa o de residuos) funcionan igual que las térmicas convencionales, con la única diferencia de que la materia prima quemada no son combustibles fósiles.
- Las centrales hidroeléctricas, o de energía hidráulica, aprovechan la fuerza motriz de la corriente de agua (tanto de manera natural - aguas fluyentes, como artificial - de bombeo) utilizando turbinas acopladas a los alternadores y generando electricidad.
- En el caso de las centrales eólicas, la energía cinética del viento se transforma directamente en energía mecánica, la cual se transforma, a su vez, en electricidad mediante aerogeneradores que aprovechan las corrientes de aire.
- Las centrales termoeléctricas, o eléctricas termosolares, utilizan la energía solar para calentar un fluido que, a su vez, transforma en vapor un segundo fluido que acciona una turbina generando electricidad - el proceso es semejante al de las centrales termoeléctricas convencionales, solo que la energía calorífica que mueve la turbina y se transforma en energía eléctrica mediante un alternador, se obtiene mediante la acción de la radiación solar en vez de la combustión.
- Y finalmente las centrales solares fotovoltaicas, no utilizan como únicas la fuerza mecánica, sino que transforman en electricidad directamente la energía luminosa del sol - se trata de un fenómeno físico que consiste en la captación de los fotones procedentes de la radiación solar por los electrones de la célula fotovoltaica (las cuales se conectan en serie para formar módulos fotovoltaicos que, a su vez, forman placas fotovoltaicas), lo cual crea una corriente eléctrica interior que a continuación se adapta a las condiciones necesarias para ser transportada.

La distribución territorial de las principales centrales eléctricas en España se muestra en el siguiente mapa:

### 33) Mapa de las principales centrales eléctricas en España:



- |   |  |  |
|---|--|--|
|  Central térmica de carbón             |  Central hidroeléctrica |  Central solar                        |
|  Central térmica de fuel               |  Central nuclear        |  Central maremotriz (en construcción) |
|  Central térmica de fuel y gas natural |  Central eólica         |  Biomasa                              |

Fuente: <http://apuntesdegeografia.files.wordpress.com/2011/03/principales-centrales-termoelectricas.pdf>

La **energía nuclear**, como ya hemos visto, a 31. 12. 2013 disponía de 7.866 MW de potencia instalada (el 7,2% en el sistema eléctrico nacional) y este mismo año se encargó del 21% de la producción de energía eléctrica (56.378 GWh) en España. La tecnología nuclear se distribuye en 5 centrales nucleares que actualmente se encuentran en funcionamiento, todas ellas dentro del sistema peninsular, las cuales, son: Almaraz (entrada en servicio en 1981 y expiración de licencia en 2021), Ascó (1983 - 2023), Cofrentes (1984 - 2034), Vandellós II (1987 - 2027) y Trillo (1988 - 2028).



Dos de las centrales disponen de 2 reactores cada una (Almaraz II y Ascó II), por lo que en España se suman 7 reactores en total. Asimismo existen 4 centrales nucleares cerradas o en proceso de desmantelamiento, entre las cuales pertenecen: Almonacid de Zorita - José Cabrera (entrada en servicio en 1968 y cierre en 2006; desmantelamiento hasta 2015), Vandellós I (1972 - 1989; desmantelamiento concluido en 2003), Lemóniz (1972 - 1984, pero que no llegó a estar puesta en funcionamiento nunca), y finalmente Santa María de Garoña (entrada en servicio en 1971, expiración de licencia en 2012, cese definitivo de la explotación el 6 de julio 2013<sup>13</sup>).

### 34) Mapa de centrales nucleares en España:



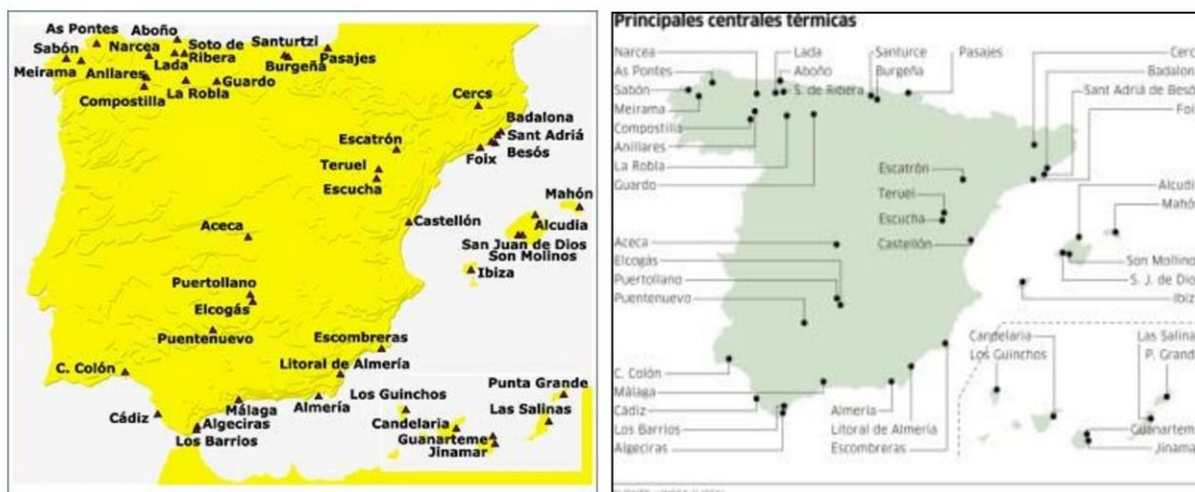
Fuente: [http://www.ciaramc.org/ciar/boletines/cr\\_bol342.htm](http://www.ciaramc.org/ciar/boletines/cr_bol342.htm)

<sup>13</sup> Tanto en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, como en el mapa mostrado, la central nuclear Santa María de Garoña todavía aparece como activa. Pero la Orden IET/1302/2013, de 5 de julio, por la que declara el cese definitivo de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña, declaró claramente "el cese definitivo de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña, que tendrá lugar el 6 de julio de 2013".

La **energía térmica convencional**, donde pertenecen las tecnologías de carbón, de fuel o gas y la térmica no renovable (según las categorías que utiliza la REE en sus estadísticas), cuenta con un total de 22.387 MW de potencia instalada a 31. 12. 2013 (el 21% del total nacional) y fue responsable del 30% de la energía eléctrica generada en el sistema nacional (81.674 GWh) en 2013. En concreto, las centrales de carbón tienen la potencia instalada de 11.641 MW, las de fuel/gas 3.498 MW (ubicadas en su mayoría en los sistemas extrapeninsulares), y las llamadas térmicas no renovables 7.248 MW (principalmente se trata de cogeneración, aunque la composición de esta última categoría no se especifica más concretamente -pero para los fines de este Informe podemos concluir que bajo esta categoría hablamos de cogeneración). En cuanto a la generación de electricidad en 2013, las centrales de carbón produjeron 42.384 GWh, es decir el 15,5% de la generación neta; las de fuel/gas 6.981 GWh, lo cual es el 2,5% (únicamente generaron electricidad las centrales ubicadas en los sistemas extrapeninsulares); y las de cogeneración 32.309 GWh, que es el 12% de la generación neta en España.

En el siguiente mapa vemos la distribución territorial de las principales centrales térmicas convencionales del sistema eléctrico nacional:

### 35) Mapa de centrales térmicas convencionales en España:



Fuente: 1) <http://www.unesa.net/unesa/html/sabereinvestigar/mapas/centralestermicas.htm> (en 2000)

2) <http://www.publico.es/29045/los-liquenes-hablan> (de 18/12/2007)



En la distribución territorial de las centrales térmicas convencionales inciden varios factores. Las centrales de carbón se localizan cerca de las cuencas mineras, cuando queman combustible de origen autóctono. La cercanía de cuencas mineras que las abastecen de carbón es, por lo tanto, un factor importante. Esto explica la gran densidad de centrales en la zona minera de Asturias y León, así como en la cuenca de lignitos aragonesa. Por el contrario, cuando las centrales funcionan con carbón importado, se sitúan en la costa.

Lo mismo ocurre con las centrales térmicas de fuel-oil que también se localizan en la costa, y algunas de las centrales térmicas de gas que se localizan en los puertos por donde se importa el gas natural líquido en barcos metaneros. La localización costera que facilita el abastecimiento con combustibles importados es, por lo tanto, otro factor a tener en cuenta. Éste es el caso de las centrales en el sur y en el levante peninsular (Castellón, Escombreras, Litoral de Almería, Algeciras y Cádiz). Pero las centrales también pueden situarse a lo largo de los principales gasoductos u oleoductos, como el que va desde Zaragoza a Rota (Puertollano).

La cercanía de grandes centros urbanos a los que abastecen de electricidad es otro factor que incide en la localización de las centrales. Esto observamos por ejemplo con las centrales situadas en las proximidades de las áreas urbanas de Barcelona o de Bilbao, que están rodeadas de una red relativamente densa de centrales (aunque lo mismo no sucede en Madrid).

Las **centrales térmicas de carbón** que actualmente están operativas en España son 19<sup>14</sup>, quince de ellas funcionan con carbón nacional<sup>15</sup> y cuatro con carbón importado. Las centrales existentes y su ubicación territorial podemos observar en la tabla y en la figura abajo:

---

<sup>14</sup> En la primera tabla (datos del año 2006) aparecen 20 centrales y sin embargo en el mapa abajo son 19. Es por la central de Escatrón - en marzo de 2011 el Ministerio de Industria publicó la autorización para el cierre del grupo de carbón; actualmente la central funciona con 3 grupos de ciclo combinado.

<sup>15</sup> Dentro del grupo generalizado “carbón” pertenecen todas sus categorías, las cuales son, dependiendo del porcentaje de carbono que contienen: turba (50 - 55 %), lignito (55 - 75 %), hulla (75 - 90 %) y antracita (90 - 95 %).

### 36) Centrales de carbón en España:

Tipo de central	Centrales	Pot. 31-12-2006	Producción (Mill.kWh)		
		(en kW)	2004	2005	2006
<b>HULLA Y ANTRACITA NACIONAL</b>	Compostilla	1.340.600	8.089	8.428	6.562
	Aboño	921.730	7.011	7.221	6.342
	Soto de Ribera	682.660	3.932	4.588	4.109
	La Robla	654.900	4.415	4.613	3.896
	Narcea	586.000	3.534	3.306	2.809
	Lada	514.620	2.636	2.925	1.806
	Guardo	515.600	3.550	2.970	2.369
	Anllares	365.200	2.706	2.616	2.266
	Puente Nuevo	323.500	1.947	2.424	1.589
	Puertollano ENECO	220.900	1.104	1.325	664
	<b>TOTAL</b>	6.125.710	38.924	40.416	32.412
<b>LIGNITO PARDO NACIONAL</b>	Puentes	1.468.500	11.122	9.627	9.534
	Meirama	563.200	4.341	3.651	3.292
	<b>TOTAL</b>	2.031.700	15.463	13.278	12.826
<b>HULLA SUBBITUMINOSA NACIONAL</b>	Teruel	1.101.400	7.197	7.688	6.540
	Escucha	160.000	671	1.052	994
	Serchs	160.000	896	993	1.103
	Escatrón	80.000	124	47	3
	<b>TOTAL</b>	1.501.400	8.888	9.780	8.640
<b>CARBON IMPORTADO</b>	Litoral de Almería	1.158.900	7.786	8.432	7.180
	Los Barrios	567.500	3.985	3.989	3.691
	Alcudia II	510.000	3.738	3.532	3.334
	Pasajes	223.090	1.310	1.499	1.256
	<b>TOTAL</b>	2.459.490	16.819	17.452	15.461

Fuente: UNESA

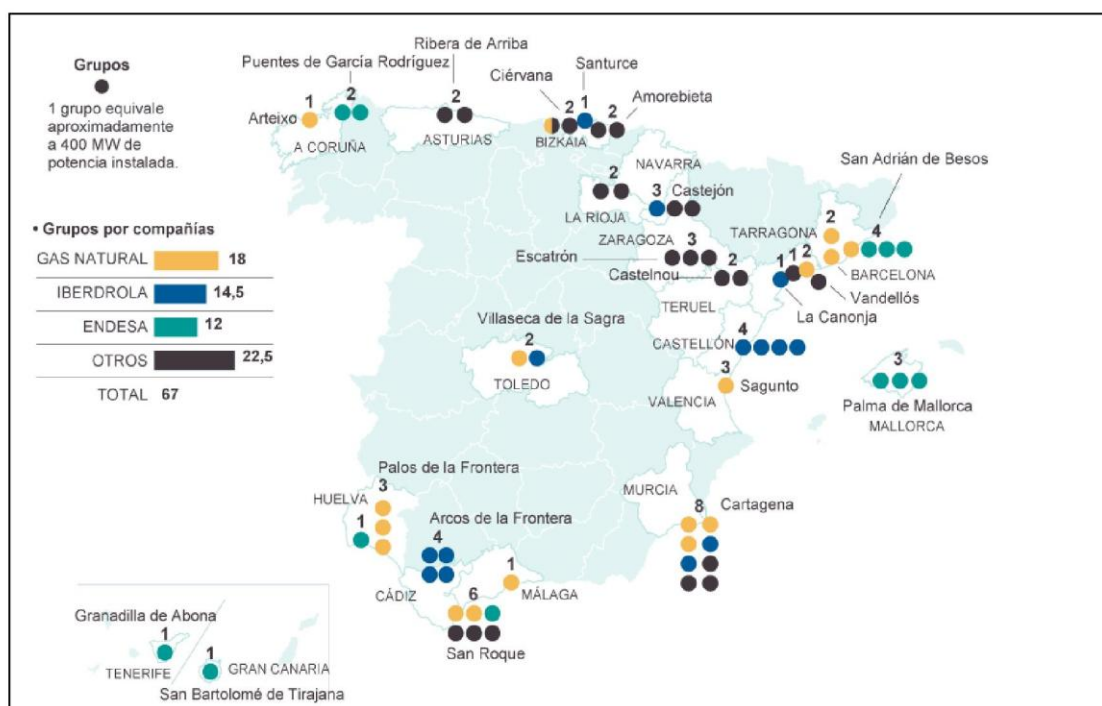
Fuente: [http://www.foronuclear.org/en2007/html/6/6\\_08.htm](http://www.foronuclear.org/en2007/html/6/6_08.htm) a partir de datos de UNESA.



Fuente: [http://www.ambientech.org/activitats/energia-1/unidades-didacticas-2/los-combustibles-fosiles-el-petroleo-y-el-gas-natural/eng6\\_7.swf](http://www.ambientech.org/activitats/energia-1/unidades-didacticas-2/los-combustibles-fosiles-el-petroleo-y-el-gas-natural/eng6_7.swf)

Las centrales térmicas de **ciclo combinado** son una tecnología que se puso en funcionamiento en el sistema eléctrico español bastante recientemente. La primera central de ciclo combinado puesta en marcha en España fue la de San Roque en Cádiz, en julio del año 2002. Cuando se inauguró esta nueva tecnología, se preveía un cambio importante en el mix energético en España, a favor del ciclo combinado. La apertura de la primera central en San Roque, fue calificada por el entonces vicepresidente del Gobierno Rodrigo Rato como la apertura de “una puerta histórica”<sup>16</sup>. Los planes del Ministerio de Industria preveían la construcción de numerosas centrales, hasta llegar al máximo previsto de 30.000 MW de potencia instalada para el horizonte de 2011. Efectivamente, se construyeron en la última década 34 centrales con el total de 67 grupos de ciclo combinado operativos (un grupo equivale a unos 400 MW de potencia instalada, aproximadamente), con la potencia instalada a 31. 12. 2013 de 27.206 MW en todo el sistema nacional (el 25% de potencia instalada nacional). La distribución de las centrales (con el número de grupos y la empresa propietaria) se muestra en el siguiente mapa:

### 37) Mapa de centrales de ciclo combinado en España:



Fuente: [http://elpais.com/elpais/2013/12/14/media/1387043270\\_838560.html](http://elpais.com/elpais/2013/12/14/media/1387043270_838560.html) - de 14 de Diciembre 2013.

<sup>16</sup> ABC Sevilla - Economía, 73; Lunes 21 de octubre 2013. “El gas se está apagando”. J. G. N. Madrid.



Pero los planes iniciales del Ministerio de Industria sobre la masiva introducción del ciclo combinado en el sistema de generación, no se vieron cumplidos exactamente. Actualmente en 2013, a pesar de contar con el primer puesto entre las tecnologías en la potencia instalada, las centrales de ciclo combinado no sólo que no son la tecnología con el mayor número de megavatios producidos, ni tampoco tienen la mejor cuota en la cobertura de la demanda eléctrica, sino que quedan en la cola, relegadas por la energía nuclear, la eólica, la térmica de carbón, la hidráulica y por la cogeneración. Con sus 28.983 MW generados (el 11% de la generación neta nacional) y con sus 11% de la cobertura de la demanda de energía eléctrica en España en 2013 (el 9,6% en el sistema peninsular), realmente quedaron en el segundo plano. Las centrales estaban diseñadas para funcionar aproximadamente unas 5.500 horas al año (factor de operación del 63%), pero como hemos visto anteriormente, en 2013 funcionaron solamente algo más de mil horas, por lo que su factor de operación, o su utilización, no fue mayor que un 11%. Esto genera un problema, principalmente teniendo en cuenta que se trata de centrales bastante recientes y que algunas de ellas todavía no están amortizadas (según las fuentes del sector)<sup>17</sup>.

Dada la infrautilización de dicha tecnología, aparecen dificultades de recuperar la inversión, pero también existe otro problema asociado, de los pagos por capacidad. Se trata de un mecanismo establecido ya en la Ley del Sector Eléctrico del 1997 y mantenido también en la nueva LSE, que tiene por objetivo incentivar la inversión en disponibilidad de potencia para poder cubrir la demanda rápidamente en momentos que haga falta (en horas de punta de demanda, en condiciones meteorológicas atípicas - nevadas, caídas de viento, escasez de agua, etc.) Se trata, por lo tanto, de un instrumento regulatorio que introduce un mecanismo adicional a la remuneración de las centrales, y que se utiliza para mantener a ciertas tecnologías capaces de responder rápidamente a las necesidades (las instalaciones térmicas marginales). Por lo tanto, la otra parte del problema es que una central de ciclo combinado, aunque no se utilice apenas, sigue percibiendo una retribución no despreciable en concepto de pagos por capacidad. El mecanismo de los pagos por capacidad desde luego es necesario desde el punto de vista de la seguridad del sistema y su justificación fue ampliamente avalada por la CNE. Lo que se está cuestionando es la necesidad de mantener operativas tantas centrales con tanta potencia instalada que el sistema no aprovecha. Esta fue una de las razones por las que se incluyó en la nueva LSE el concepto del “cierre temporal” o hibernación

---

<sup>17</sup> La situación crítica y deficitaria de las instalaciones fue denunciada sobre todo por Iberdrola, que mostró interés en cerrar parcialmente algunas de sus centrales de ciclo combinado por ser económicamente insostenibles. Los propietarios de instalaciones de ciclo combinado se quejan de quedarse relegados al segundo plano por culpa del apoyo gubernamental al carbón nacional y por las tecnologías renovables.

de las centrales (analizado en el capítulo 5.1.3). Ahora las centrales que se acojan a la modalidad del cierre temporal quedan excluidas del sistema de ofertas (hasta ahora todas las unidades de producción estaban obligadas a ofertar su energía eléctrica en el mercado diario de producción), y también están exentas de la obligación de producir energía eléctrica (a diferencia del resto de productores de energía). Entonces con la inclusión de este nuevo precepto se abre la posibilidad de entrar en lo que podríamos llamar el modo “standby”, bajo una autorización administrativa, con el fin de reducir los costes para el sistema. Pero hay que añadir que si bien se reducen los pagos por capacidad, a las centrales hibernadas también les corresponde una retribución (aunque menor).

Las **centrales hidráulicas**, o hidroeléctricas, españolas suman a 31. 12. 2013 la potencia instalada de 19.824 MW, que podemos desagregar en 17.766 MW dentro del Régimen Ordinario y 2.058 MW del Régimen Especial (aunque dicha distinción en realidad ya no es válida<sup>18</sup>). Lo cual es el 18,3% de potencia instalada nacional y el 19,4% si hablamos del sistema peninsular (se incluye la potencia de bombeo puro de 2.747 MW). En cuanto a la generación neta de electricidad, la tecnología hidráulica produjo en 2013 el total de 41.303 GWh (el 15% de la producción nacional), con lo cual contribuyó en el 15,8% a la cobertura de la demanda nacional (en las estadísticas de la REE no se incluye la participación del bombeo puro y las cifras son algo más bajas - se presenta la cifra del 14,4% para el sistema peninsular). Del análisis hecho anteriormente, sobre las horas de funcionamiento y el factor de operación, resulta patente que las centrales hidroeléctricas españolas no llegan a cumplir con las expectativas de utilización que deberían tener (cerca del 60%), ya que solamente se utilizaron al 24% en 2013. Y esto a pesar de que la variación entre la producción de electricidad de 2012 y de 2013 fue del 76% para el R. O. y del 53% para el R. E., según las estadísticas de la REE. Y si miramos los gráficos de la energía producible hidráulica en 2013 comparada con el producible medio histórico, vemos que no se registran grandes áreas secas (a diferencia del año anterior que realmente fue muy malo y la pluviosidad registraba mínimos históricos). Por lo tanto, se podría concluir que el año 2013 fue bastante bueno para la tecnología hidráulica, dentro de las

---

<sup>18</sup> Pero podemos concluir que las centrales inscritas al Régimen Ordinario son las grandes obras hidroeléctricas y las del Régimen Especial incluyen las minicentrales y centrales con potencia instalada menor que 50 MW. Ya que antiguamente, dentro del R.E. pertenecía “la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW...” <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/RegimenEspecial/Paginas/Index.aspx>



posibilidades existentes en España. Y sin embargo, esta tecnología factura unos resultados muy malos desde el punto de vista del factor de operación. Cuestión que se merecería un análisis posterior más profundo.

Las instalaciones hidráulicas se pueden distinguir según varias tipologías. Antiguamente se separaba la producción del Régimen Ordinario y la del Régimen Especial. Otra distinción posible es en dos grupos según el tipo del aprovechamiento hidroeléctrico: las centrales de agua fluyente (que captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para ser turbinado) y las centrales de pie de presa (que utilizan una presa existente o proceden a la construcción de una, para poder regular los caudales). O las centrales hidroeléctricas normales y las de bombeo (se trata de un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses - durante las horas de menor demanda eléctrica se bombea agua del embalse inferior al embalse superior para poder ser turbinada posteriormente). O también las centrales hidráulicas de gran potencia (más de 10 MW), las minicentrales (entre 1 MW y 10 MW) y las microcentrales hidroeléctricas (menos de 1 MW de potencia).

La ubicación territorial de las principales centrales hidroeléctricas depende de dos factores. Se sitúan en las zonas montañosas donde existen caídas de agua con la suficiente altura y energía, como en el norte de la península, en el Pirineo y en las montañas del interior. O en la caída de los ríos Duero y Tago al abandonar la Meseta cerca de la frontera con Portugal, que es la zona de mayor concentración de grandes centrales. Luego las centrales más pequeñas podemos encontrar en Cataluña, Galicia, Aragón y Castilla y León. En el mapa abajo se muestra la localización de las centrales más grandes, con potencia instalada superior a los 100 MW:



### 38) Mapa de centrales hidráulicas en España (potencia instalada > 100 MW):



Fuente: <http://himundial.blogspot.cz/2013/01/el-sector-energetico-en-espana.html>

También es interesante mencionar que la energía hidráulica se ha desarrollado a lo largo de más de un siglo y es en realidad de las más antiguas en España, ya que la producción masiva de energía eléctrica se extendió justamente gracias a este tipo de energía. En 1901 entraron en funcionamiento las dos primeras centrales hidroeléctricas españolas - El Porvenir en el río Duero (ahora llamado Salto de San Román, en Zamora) y el Molino de San Carlos en la cuenca hidrográfica de Ebro (en Zaragoza). Y a partir de los años 20 es cuando se empezaron a realizar los proyectos y posteriormente también construir las grandes obras hidráulicas que regularon las principales cuencas. La primera central con una potencia instalada de 100 MW fue la presa de Ricobayo que se construyó en los Saltos del Duero - en 1926 el Gobierno aprobó el plan y la obra fue terminada y la central se puso en funcionamiento en enero de 1935. Posteriormente el desarrollo hidroeléctrico en España registró un verdadero despegue en los años cincuenta, alcanzando su máximo crecimiento en la década de los setenta. A la fecha de hoy la explotación de las cuencas hidrográficas llegó a tal estado de madurez que realmente ya no quedan ubicaciones atractivas para construir nuevas centrales hidroeléctricas de gran alcance. El único desarrollo adicional factible, es el de las mini y microcentrales hidroeléctricas, las cuales a la vez son mucho más respetuosas con el ambiente que las grandes obras realizadas.

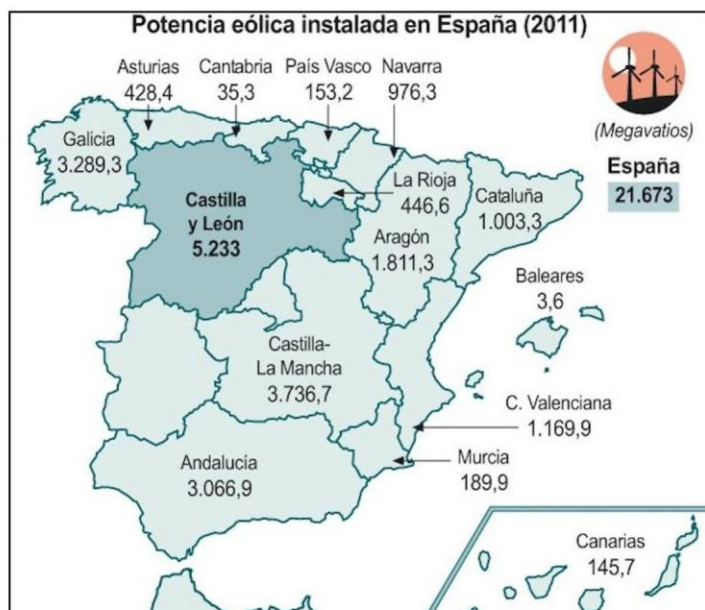
Por su parte, la tecnología de **generación eólica** está ganando protagonismo en España en los últimos años de manera muy pronunciada. Tanto por su potencia instalada como por su contribución a la cobertura de la demanda, ganó en el 2013 el segundo puesto entre todas las tecnologías de generación. En concreto, su potencia instalada a 31. 12. 2013 fue de 22.900 MW en el sistema eléctrico nacional, lo cual corresponde al 21,2% (y si miramos solo el sistema peninsular, ascendemos al 22,2%). La cobertura de la demanda se sitúa en el 21% también (tanto para el sistema nacional, como para el sistema peninsular). Y la generación neta, con sus 54.301 GWh producidos en 2013 en toda España, sitúa a la energía eólica justo detrás de la nuclear (56.378 GWh), dejando al resto de las tecnologías muy por detrás (la tercera tecnología, la del carbón, generó 42.384 GWh). Acudiendo a las estadísticas de los años anteriores, podemos observar que tanto la generación neta como la contribución a la cobertura de la demanda van mejorando a favor de la energía eólica, a pesar de que no se registra un mayor aumento de la potencia instalada. Por ejemplo, la variación interanual de la generación eólica neta nacional ha sido del 14,1% para el período 2012/2011, y del 12% para 2012/2013. Mientras que la variación interanual de la potencia eólica instalada fue del 7,4% y tan solo del 0,8%, respectivamente. Y por último, en cuanto al análisis de los datos, el aprovechamiento real de esta tecnología entra dentro del promedio registrado (el factor de planta típico es del 20% - 40%), como hemos visto en el capítulo anterior. La energía eólica, con sus 2.370 horas de funcionamiento anuales en 2013, alcanza el factor de operación del 27%. Lo cual todavía sería mejorable, para poder ser comparado con la tecnología puntera de otros países, pero no está nada mal en comparación con las demás tecnologías en España.

La localización territorial de las centrales eólicas corresponde con la costa y con zonas montañosas, donde está asegurada una constante y regular aparición de vientos intensos. La mayor concentración de los parques eólicos encontramos en el litoral gallego del norte, en Tarifa, en los montes del Sistema Ibérico y también en algunas comunidades con buen potencial eólico que han apostado por este tipo de tecnología, como por ejemplo Castilla y León (con más potencia instalada por Comunidad Autónoma), Castilla la Mancha, Andalucía, Aragón o también Canarias.

En el mapa abajo podemos observar la potencia instalada por Comunidad Autónoma (se trata de un mapa del año 2011, pero es la versión más actualizada disponible):



### 39) Potencia eólica instalada, por Comunidad Autónoma (2011):



Fuente: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico

<http://www.evwind.com/2012/08/30/la-energia-eolica-en-espana-crecio-un-51-en-2011/>

La última tecnología de generación a analizar es la que utiliza la energía del sol - la tecnología **fotovoltaica** y la **termosolar**. A 31. 12. 2013 las dos conjuntamente disponían de 6.981 MW de potencia instalada, de los cuales 4.681 MW pertenecen a la energía solar fotovoltaica y 2.300 MW a la solar termoeléctrica. En cuanto al peso de la tecnología solar en el conjunto del sistema eléctrico, ésta representa el 6,5% de potencia instalada nacional (el 4,3% la fotovoltaica y el 2,1% la termosolar), y el 6,6% si nos quedamos en el sistema peninsular. La generación neta total que se atribuyó en 2013 a estas tecnologías es de 12.951 GWh (8.397 GWh la fotovoltaica y 4.554 GWh la termosolar), lo cual supone el 4,7% de la generación neta nacional (el 3% y el 1,8%, respectivamente), y en el sistema peninsular observamos el 4,8% (12.536 GWh). Fijándonos en la cobertura de la demanda anual en el mismo año, las dos tecnologías cubrieron el 5% de la demanda nacional (el 3,2% fotovoltaica y el 1,7% la termosolar), igual que en el sistema peninsular.

Observando estos números, podríamos llegar a la conclusión de que se trata de tecnologías que no tienen un peso demasiado pronunciado en el sistema eléctrico español. Pero sí que tienen bastante incidencia en el conjunto del sistema, ya que justamente la tecnología solar es la que mejores resultados da acudiendo a los datos del aprovechamiento real de las plantas. En 2013 la

fotovoltaica registró casi 1.800 horas de funcionamiento, situándose su factor de operación en el 21%, lo cual es un resultado excepcional, teniendo en cuenta que los valores registrados suelen situarse entre los 10 - 15% de media para esta tecnología. Para la termosolar observamos incluso más horas anuales de funcionamiento, concretamente 1.980, y un factor de operación más elevado, el 23%. (Pero al no disponer de datos del factor de planta típico, no podemos sacar conclusiones acerca de la eficacia en la utilización de esta tecnología en España.) Lo que sí podemos afirmar es que en España se dan unas condiciones extraordinarias, dadas por su ubicación geográfica y sus condiciones climáticas, que permiten un muy buen aprovechamiento de la energía del sol. España es uno de los países europeos con mayor número de horas de luz solar y con mayor nivel de irradiación solar global<sup>19</sup>.

En el mapa abajo podemos ver las zonas (según las zonas climáticas del Código Técnico de Edificación) de la radiación global horizontal en España. Y también, para poder hacer una comparación, el mapa de la radiación global horizontal de Europa<sup>20</sup>. A primera vista podemos observar la situación privilegiada de España respecto a los demás socios comunitarios.

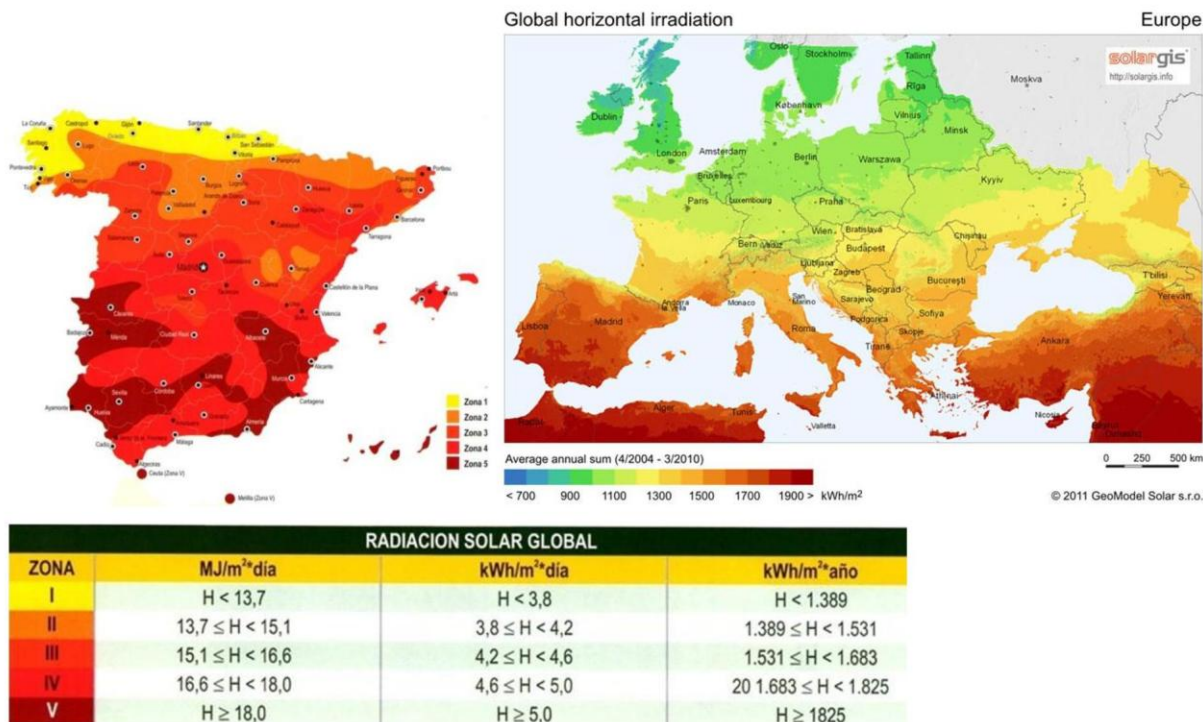
---

<sup>19</sup> La irradiación solar es una magnitud que mide la energía del sol que incide sobre una superficie, por unidad de tiempo y área determinada, normalmente se expresa en kWh/m<sup>2</sup> (kilovatio-hora por metro cuadrado). Y dependiendo de cada tecnología de generación, nos puede interesar la radiación normal o la radiación horizontal. La radiación directa normal se mide sobre una superficie orientada directamente hacia el sol, de tal manera que los rayos solares resultan siempre perpendiculares a dicha superficie - puede ser el caso de los paneles fotovoltaicos. Mientras que la radiación directa horizontal se mide al incidir sobre un plano horizontal (en relación con la superficie terrestre), modificando la radiación directa normal por el coseno del ángulo de incidencia - es el caso de las plantas termosolares. Y si queremos saber los valores de la radiación global, tenemos que incluir en el cálculo también la radiación difusa, que es la radiación proveniente de las partes bajas del cielo (cerca del horizonte), como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación directa.

<sup>20</sup> La diferencia entre los dos mapas mostrados estriba en que la escala es un poco distinta, por lo tanto las zonas varían ligeramente. Por ejemplo, en el mapa de las zonas en España, la zona con más irradiación horizontal global (la del color rojo más oscuro) tiene el índice (H) igual o mayor que 1.825 kWh/m<sup>2</sup> al año, mientras que en el mapa europeo la zona con mayor irradiación horizontal global empieza a partir de 1.900 kWh/m<sup>2</sup> al año.



#### 40) Mapa de irradiación solar horizontal en España y en Europa:



1) Radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal (H) en España.

Fuente: <http://www.cleanergysolar.com/2011/11/10/mapa-y-tabla-de-las-zonas-climaticas-de-espana/>

2) Yearly sum of global horizontal irradiation - Europe. Fuente: <http://solargis.info/imaps/>

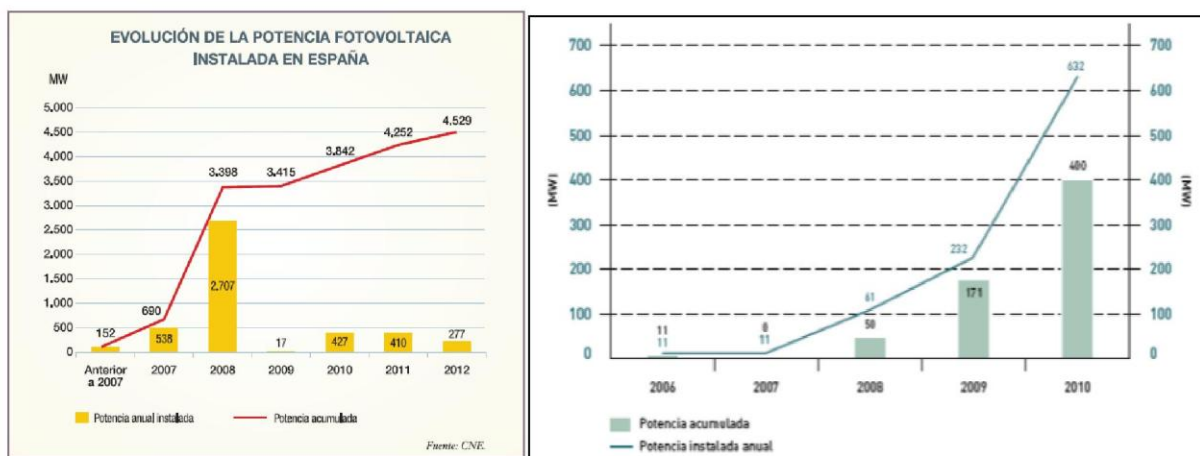
Por lo tanto, podemos concluir que la tecnología solar, aunque no tiene un peso mayoritario entre las distintas tecnologías de generación en el sistema eléctrico español, sí que tiene un papel importante, dado por la eficiencia en su aprovechamiento y dado que la predisposición natural pone a España en situación de ventaja. La energía solar en España, dada precisamente la irradiación solar global, es más rentable que en otros países de Europa. Es curioso que, según el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, las regiones del norte de España, que generalmente se consideran menos adecuadas para la energía fotovoltaica en el contexto español, reciben más irradiación solar anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

En España, debido a la disminución de los costes de producción, gracias a un constante aumento del mercado y a la curva de aprendizaje de esta tecnología, la energía solar se utiliza cada vez en mayor medida tanto en aplicaciones autónomas de autoconsumo (en edificios, en electrificación rural, sistemas de bombeo, etc.), como en centrales de potencia conectadas a la red.



En las figuras abajo podemos observar la evolución de la potencia instalada tanto fotovoltaica como termosolar - vemos claramente que con anterioridad al año 2006 hay muy poca proliferación de estas tecnologías y a partir de esta fecha el aumento es considerable (en el caso de la fotovoltaica se registra un “boom” en el año 2008).

#### 41) Evolución de la potencia instalada solar en España:



Fuente: 1) Fotovoltaica: *Hacia nuevos modelos de desarrollo para la energía solar fotovoltaica*. Informe anual 2013. Unión Española Fotovoltaica.

2) Termosolar: *La energía Solar Termoeléctrica seguirá compitiendo con la Fotovoltaica*. Madri+d, Energía y Sostenibilidad. Publicado por Javier Dufour el 21 febrero, 2012.

Fijándonos en la tecnología solar fotovoltaica, en España había, a diciembre de 2012, según los datos aportados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), más de 60.000 instalaciones de este tipo. La tipología de las instalaciones fotovoltaicas, según UNEF, es la siguiente: la mayoría de las instalaciones son pequeñas<sup>21</sup> y tienen entre 5 kW y 100 kW de potencia instalada (45.956 instalaciones). Las más pequeñas instalaciones, menores de 5 kW, son las segundas más numerosas (13.164 instalaciones). Luego están las instalaciones, cuyo tamaño oscila entre los 100 kW y 1 MW (607 en total). Por encima de 1 MW hay 318 instalaciones - de las que 186 son menores que 2 MW, 75 son menores de 5 MW, y 57 son menores de 10 MW. Y finalmente están las mayores plantas fotovoltaicas, con potencia instalada superior a 10 MW. La lista de las mayores plantas españolas aparece a continuación:

<sup>21</sup> Es importante señalar que muchas de las instalaciones de pequeña potencia están integradas en los llamados huertos solares, que son recintos donde se agrupan pequeñas instalaciones fotovoltaicas de diferentes titulares para ser explotados conjuntamente, compartiendo infraestructuras y servicios. Por el contrario, los parques solares son instalaciones de gran tamaño y con carácter industrial.

#### 42) Lista de mayores plantas fotovoltaicas en España (> 10 MW):

Nombre de la central	Localidad	Potencia (MW)	Fecha de construcción	Ranking mundial
Parque Fotovoltaico Puertollano	Ciudad Real	70	Noviembre de 2009	1
Parque Fotovoltaico Olmedilla de Alarcón	Cuenca	60	Septiembre de 2008	2 (1º hasta Nov. 2009)
Planta solar fotovoltaica La Magascona y La Magasquilla	Cáceres	34,5	2008	8
Planta Solar Arnedo	La Rioja	34	Octubre de 2008	9
Planta Solar Osa de la Vega	Cuenca	30	2008	10
Parque Solar "SPEX" Mérida/Don Álvaro	Badajoz	30	Septiembre de 2008	11
Parque Fotovoltaico Casas de Los Pinos	Cuenca	28	2008	12
Planta solar Fuente Álamo	Murcia	26	Agosto de 2008	13
Planta fotovoltaica de Lucainena de las Torres	Almería	23,2	Agosto de 2008	16
Parque Fotovoltaico Abertura Solar	Cáceres	23,1	2008	17
Parque Solar Hoya de Los Vincentes, Jumilla	Murcia	23	Enero de 2008	18
Huerta Solar Almaraz	Cáceres	22,1	Septiembre de 2008	19
Parque solar El Coronil	Sevilla	21,5	2008	21
Parque solar Calaverón	Albacete	21,2	2008	22
Planta solar fotovoltaico Calasparra	Murcia	20	2008	24
Parque fotovoltaico Beneixama	Alicante	20	Septiembre de 2007	25
Parque Solar El Bonillo	Albacete	20	Octubre de 2008	26
Parque Solar Olivenza	Badajoz	18	Noviembre de 2009	27
Huerta Solar Las Gabias	Granada	18	2008	28
Planta Solar Calzada de Oropesa	Toledo	15	2009	30
Planta de energía solar Mahora	Albacete	15	Septiembre de 2008	32
Planta Solar Lorca	Murcia	14	2008	35
Planta Solar de Salamanca	Salamanca	13,8	2008	36
Parque Solar Guadarranque	Cádiz	13,7	Septiembre de 2007	38
Huerta Solar El Realengo	Alicante	13,2	2008	39
Parque Fotovoltaico SOLTEN I	Islas Canarias	13	2008	40
Parque solar Lobosillo	Murcia	12,7	Septiembre de 2007	41
Huerta Solar Alfarrasí	Valencia	10,8	Enero de 2013	-
<b>TOTAL: 28</b>		<b>663,8</b>		

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de varias páginas web (<http://quenergia.com/>, <http://industryabout.com/>, <http://solarenergy.net/>, <http://unef.es/>, <http://www.sectorelectricidad.com/>)

\*El "Ranking mundial" de las centrales, por potencia instalada, fue publicado en octubre de 2011. Posiblemente haya habido cambios en los puestos mundiales, debido al rápido desarrollo del sector. Aún así, es un dato interesante, ya que nos da una imagen del papel puntero que protagoniza España en la tecnología fotovoltaica.

En cuanto a tecnología solar termoeléctrica, las centrales operativas existentes a finales de 2013 en España, que suman 50 plantas y unos 2.300 MW de potencia instalada, están listadas a continuación:



#### 43) Lista de centrales termosolares conectadas en España, 2013:

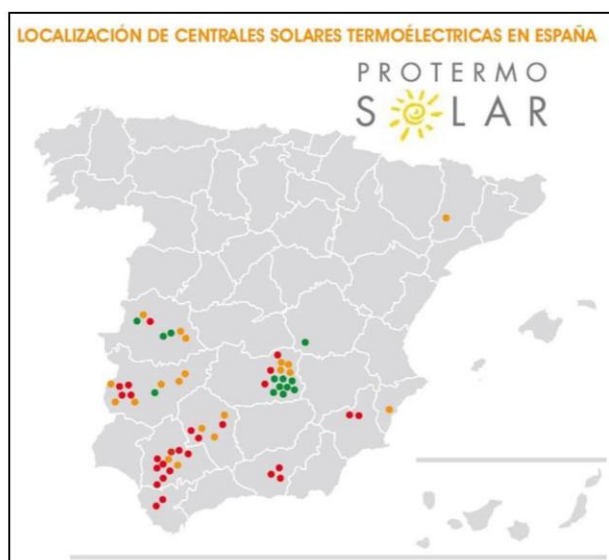
Propietario	Nombre	Potencia (MW)	Población	Provincia
Abengoa Solar	PS10	10	Sanlúcar la Mayor	Sevilla
RREEF/ANTIN/COBRA	Andasol-1	50	Aldeire	Granada
Abengoa Solar	PS20	20	Sanlúcar la Mayor	Sevilla
Novatec	Puerto Errado I	1,4	Calasparra	Murcia
Iberdrola Energía Solar de Puertollano	Ibersol Puertollano	50	Puertollano	Ciudad Real
RREEF/ANTIN/COBRA	Andasol-2	50	Aldeire y La Calahorra	Granada
Acciona/ Mitsubishi Corp.	La Risca	50	Alvarado	Badajoz
COBRA	Extresol-1	50	Torre de Miguel Sesmer	Badajoz
COBRA	Extresol-2	50	Torre de Miguel Sesmer	Badajoz
Abengoa Solar	Solnova 1	50	Sanlúcar la Mayor	Sevilla
Abengoa Solar	Solnova 3	50	Sanlúcar la Mayor	Sevilla
Renovables SAMCA, S.A.	La Florida	50	Badajoz	Badajoz
Abengoa Solar	Solnova 4	50	Sanlúcar la Mayor	Sevilla
Acciona/ Mitsubishi Corp.	Majadas	50	Majadas	Cáceres
Renovables SAMCA, S.A.	La Dehesa	50	La Garrovilla	Badajoz
Acciona/ Mitsubishi Corp.	Palma del Río II	50	Palma del Río	Córdoba
COBRA	Manchasol-1	50	Alcázar de San Juan	Ciudad Real
COBRA	Manchasol-2	50	Alcázar de San Juan	Ciudad Real
Torresol	Gemasolar	20	Fuentes de Andalucía	Sevilla
Acciona/ Mitsubishi Corp.	Palma del Río I	50	Palma del Río	Córdoba
Valoriza/Siemens	Lebrija 1	50	Lebrija	Sevilla
S. Millennium/Ferrostaal/RWE/Rhein E./SWM	Andasol 3	50	Aldeire/la Calahorra	Granada
Abengoa Solar/EON	Helioenergy 1	50	Écija	Sevilla
Elecnor/Eiser/Aries	Astexol II	50	Badajoz	Badajoz
Torresol	Arcosol-50	50	San José del Valle	Cádiz
Torresol	Termesol-50	50	San José del Valle	Cádiz
Abengoa Solar/EON	Helioenergy 2	50	Écija	Sevilla
Elecnor/Eiser/Aries	Aste 1A	50	Alcázar de San Juan	Ciudad Real
Elecnor/Eiser/Aries	Aste 1B	50	Alcázar de San Juan	Ciudad Real
Novatec, EBL, IWB, EWZ, EKZ y EWB.	Puerto Errado II	30	Calasparra	Murcia
Abengoa Solar/JGC Corporation	Solarcor 1	50	El Carpio	Córdoba
Abengoa Solar/JGC Corporation	Solarcor 2	50	El Carpio	Córdoba
Abengoa Solar	Helios 1	50	Puerto Lapice	Ciudad Real
Ibereólica	Morón	50	Morón de la Frontera	Sevilla
Abengoa Solar/ITOCHU	Solaben 3	50	Logrosán	Cáceres
FCC/Mitsui	Guzmán	50	Palma del Río	Córdoba
Grupo Ortiz - Grupo TSK - Magtel	La Africana	50	Posadas	Córdoba
Ibereólica	Olivenza 1	50	Olivenza	Badajoz
Abengoa Solar	Helios 2	50	Puerto Lapice	Ciudad Real
Acciona	Orellana	50	Orellana	Badajoz
COBRA	Extresol-3	50	Torre de Miguel Sesmer	Badajoz
Abengoa Solar/ITOCHU	Solaben 2	50	Logrosán	Cáceres
Abantia /Comsa EMTE	Termosolar Borges	22,5	Borges Blanques	Lleida
Abengoa Solar	Solaben 1	50	Logrosán	Cáceres
Nextera-FPL	Termosol 1	50	Navalvillar de Pela	Badajoz
COBRA	Casablanca	50	Casablanca	Cáceres
FCC	Enerstar	50	Villena	Alicante
Nextera-FPL	Termosol 2	50	Navalvillar de Pela	Badajoz
Abengoa Solar	Solaben 6	50	Logrosán	Cáceres
RREEF/Solar Millennium/OHL	Arenales	50	Morón de la Frontera	Sevilla
50		2.304		
Termosolar Alcazar S.L. Preneal y Solar Reserve	Central Solar Termoeléctrica Alcázar	50	Alcázar de San Juan	Ciudad Real
1				
50		2.303,9		

Fuente: a partir de Protermo Solar - Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica.

<http://www.protermosolar.com/mapa-proyectos-espana/>

La localización territorial de las centrales solares termoeléctricas es la siguiente (podemos observar que la mayoría de las instalaciones se ubica en la mitad sur de la península, acorde con las zonas de mayor irradiación solar del mapa mostrado anteriormente):

#### 44) Mapa de centrales termosolares en España:



Fuente: Protermo Solar - Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica.

(\*Cada marca en el mapa es una central solar termoeléctrica. A la altura de marzo de 2012, las marcas rojas son plantas operativas, las naranjas son plantas cuya construcción ya está avanzada y las verdes son plantas preasignadas. A la fecha de hoy, operativas son 50 de ellas, según la lista anterior.)

Como hemos podido ver en las figuras presentadas, la diferencia entre los dos tipos de tecnología que aprovechan la energía solar estriba en que las instalaciones fotovoltaicas son más numerosas y tienen el doble de potencia instalada nacional. Pero típicamente son más pequeñas, con una potencia instalada limitada, siendo solo unas 28 instalaciones de potencia instalada superior a los 10 MW (sólo se trata de aproximadamente 660 MW de los más de 4.600 MW instalados en 2013). Mientras que las centrales solares termoeléctricas son en su totalidad explotaciones más grandes, con una potencia instalada típica de 50 MW, que siendo 50 instalaciones, suman los 2.300 MW de potencia nacional instalada en 2013.

A continuación procederemos a analizar las demás fases del sistema de suministro eléctrico, que son el transporte, la distribución y la comercialización de energía eléctrica.



El **TRANSPORTE**, como segunda fase de todo sistema de suministro eléctrico, es el siguiente punto a analizar. Es la fase que se encarga de transportar a larga distancia la electricidad producida en las centrales de generación hasta las subestaciones más cercanas a los consumidores, donde es cedida a la red de distribución. Por lo tanto, la red de transporte es la responsable de acercar la electricidad al consumidor, enlazando la fase de generación de electricidad con la fase de distribución.

Las grandes centrales de generación suelen ubicarse, como hemos visto, lejos de los centros urbanos, por lo que la electricidad tiene que ser transportada a grandes distancias. Para que no se produzcan grandes pérdidas a la hora de transportar la electricidad, teniendo en cuenta precisamente la distancia que tiene que recorrer, se eleva la tensión. Maximizando la potencia transportada se minimizan las pérdidas, ya que *“un aumento de tensión significa una disminución de la intensidad que circula por la línea, para transportar la misma potencia, y por tanto, las pérdidas por calentamiento de los conductores y por efectos electromagnéticos. A mayor tensión, menor intensidad y, en consecuencia, menor pérdida energética.”*<sup>22</sup> Por lo tanto, la red de transporte trabaja siempre con alta tensión<sup>23</sup>. Para elevar el nivel de tensión, la energía eléctrica generada tiene que pasar por el proceso de transformación en las estaciones de elevación, antes de ser transportada.

Entonces, la tensión se eleva a una potencia nominal que más habitualmente en el sistema ibérico es de 400 kV (20.641 km de líneas de transporte operan con esta tensión) o de 220 kV (19.076 km de líneas), existiendo también líneas de tensión alta inferior para el transporte a una distancia más corta. En total, las líneas de transporte en el sistema eléctrico nacional suman 42.008 km (según los datos actualizados proporcionados por la REE - que distan ligeramente de la cifra ofrecida en el Avance del informe sobre el sistema eléctrico en 2013, donde los kilómetros anunciados son 42.116).

---

<sup>22</sup> Ingeniería y Proyectos - instalaciones en alta tensión: <http://www.ingenieriayproyectos.net/alta-y-baja-tension>.

<sup>23</sup> **Alta tensión** = siempre superior a 1 kV\* (de lo cual, líneas de categoría especial - tensión nominal igual o superior a 220 kV; líneas de 1ª categoría - tensión nominal superior a 66 kV e inferior a 220 kV; líneas de 2ª categoría - tensión nominal superior a 30 kV e igual o inferior 66 kV.) Se trata de líneas de transporte. Es posible tener líneas de transmisión de hasta 1.000 kV.

**Media tensión** = instalaciones con tensiones nominales entre 1 y 36 kV. Con media tensión trabajan las líneas de distribución. (A veces la media tensión está considerada como alta tensión de 3ª categoría.)

**Baja tensión** = inferior a 1.000 voltios. Las redes de baja tensión son comunes en todo tipo de viviendas, locales públicos, redes de alumbrado, talleres, etc.

\*Hablamos siempre de corriente alterna.



La red de transporte está conformada por una serie de instalaciones, entre las cuales pertenecen las ya mencionadas subestaciones elevadoras, junto con las líneas de transporte, o líneas de alta tensión, las cuales a su vez están constituidas por el elemento conductor<sup>24</sup> (que son cables de acero, cobre o aluminio) y por los elementos de soporte (las torres de alta tensión<sup>25</sup> - en el caso de las líneas aéreas). En la figura abajo quedan reflejadas las instalaciones de transporte del sistema eléctrico nacional - los kilómetros de líneas de alta tensión, el número de subestaciones y la capacidad de transformación de potencia - y su evolución desde el año 2009.

#### 45) Instalaciones de la red de transporte:

Red de transporte peninsular y no peninsular					
Km de circuito	2009	2010	2011	2012	2013
400kV	18.019	18.792	19.671	20.109	20.641
220kV	16.732	17.565	18.412	18.834	19.078
150 - 132 - 110kV	52	257	272	272	272
< 132kV	23	2.014	2.014	2.017	2.017
Total	34.825	38.629	40.369	41.232	42.008
Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares					
Número de posiciones	2009	2010	2011	2012	2013
400kV	1.118	1.189	1.253	1.319	1.374
220kV	2.280	2.662	2.819	2.941	3.047
150 - 132 - 110kV	4	47	52	52	52
< 110 kV	-	723	741	741	743
Total	3.402	4.621	4.865	5.054	5.216
Capacidad de transformación peninsular y no peninsular					
Potencia (MVA)	2009	2010	2011	2012	2013
Total	65.547	71.170	73.220	78.170	80.695

Fente: Red Eléctrica de España: <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>

<sup>24</sup> El cableado de las líneas de transporte se distribuye entre las líneas aéreas (40.637 km), el cable subterráneo (878 km) y el cable submarino (601 km) - véase la figura 29) *Evolución de la red de transporte, 2009 - 2013* del presente Informe (que muestra datos del Avance del informe de 2013 de la REE).

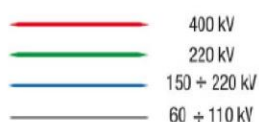
<sup>25</sup> Las torres de alta tensión sirven de soporte de los conductores eléctricos aéreos. Se trata de estructuras de gran altura y generalmente están construidas de celosía de acero, aunque también pueden usarse otros materiales como hormigón o madera. Según su función existen varios tipos de torres, dependiendo del voltaje requerido y la capacidad de la línea: torres de alineación, torres de anclaje, torres de ángulo, torres de fin de línea o torres especiales.

En la siguiente figura vemos el mapa de la red de transporte (tanto de España como de Portugal), proporcionado por la Red Eléctrica de España.

#### 46) Mapa de la red ibérica de transporte, 2013:



Tensiones:



Fuente: Red Eléctrica de España

[http://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDAD/Documentos/Mapas-de-red/mapa\\_transporte\\_iberico\\_2013.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDAD/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2013.pdf)

La red es bastante densa y según el color de las líneas de transporte vemos claramente que predomina el color rojo, que pertenece a las líneas de alta tensión de 400 kV nominales. También podemos observar que las líneas unen los grandes centros urbanos, apareciendo una alta concentración de las líneas en éstos.

En cuanto a la titularidad de la red de transporte, en la actualidad ésta está atribuida a la Red Eléctrica de España, S.A., en calidad de transportista único y exclusivo, que a la vez ejerce el papel del Operador del Sistema eléctrico español (Transmission System Operator - TSO). La Red Eléctrica de España (REE) fue creada en 1985 y según la propia compañía, ésta fue la primera empresa del mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico.



Inicialmente, en la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, *sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional*, se introdujo la idea de que *“unificar la explotación del sistema eléctrico, que históricamente se ha basado en España en la agregación de las explotaciones de sistemas zonales, realizadas por las empresas”* es la mejor manera de conseguir un alto grado de eficiencia técnica y optimización global. Por lo tanto, el artículo primero de dicha Ley establece la *“explotación unificada del sistema eléctrico nacional”* y la define como *“un servicio público de titularidad estatal”*. A continuación se añade que dicho *“servicio se gestionará mediante una Sociedad estatal”*.

La creación de dicha sociedad se produjo poco después, con la entrada en vigor del Real Decreto 91/1985, de 23 de enero, *por el que se constituye la Sociedad estatal “Red Eléctrica de España”*. Mediante la Ley *“se autoriza la constitución de la sociedad estatal «Red Eléctrica de España», que, bajo la forma de sociedad anónima, tendrá encomendada la gestión del servicio público de explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de la red de alta tensión”* (art. 1). También establece que *“la participación del sector público en el capital social será siempre superior al 50 por 100 del mismo”* (art. 6). Esta última disposición ha ido cambiando a lo largo del tiempo, fijándose el porcentaje de la participación pública actualmente en el mínimo legal del 10%, (aunque el margen está ampliamente superado, siendo la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI) poseedora del 20% de acciones)<sup>26</sup>. A la hora de la fundación de la empresa, diseñada desde el principio como una sociedad con mayoría de capital público, por lo tanto participaron con sus aportaciones patrimoniales varias entidades públicas - un grupo de empresas eléctricas públicas (Endesa y ENHER) y el Instituto Nacional de Industria (INI), antecesor de la SEPI - pero también un grupo de empresas eléctricas privadas (Iberduero, Hidroeléctrica Española, FECSA y Unión Fenosa, entre otras).

En la antigua LSE de 1997 (hablamos de la primera versión de texto, de noviembre de 1997) se ratifican las funciones de la REE ya atribuidas por Real Decreto 91/1985 y se confirma su papel como pieza clave en el funcionamiento del sistema eléctrico. En la Disposición transitoria novena, dedicada a la REE, se estipula que la *“Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima, ejercerá las funciones atribuidas en la presente ley al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.”* El transporte, a la vez, se define como un monopolio natural, ya que la existencia de una única red es lo

---

<sup>26</sup> El restante 80% es de cotización libre en la bolsa (“free-float”), desde el 7 de julio de 1999, tras el proceso de Oferta Pública de Venta de Acciones. A 31.12.2013 el capital social de REE es de 270.540.000 euros, está representado por 135.270.000 acciones al portador, totalmente suscritas y desembolsadas, con el valor nominal de 2 euros.

que garantiza la eficiencia económica (aunque se destaca que la propiedad única de la red no puede suponer su uso exclusivo, por lo que es necesario liberalizar el transporte a través de la generalización del acceso de terceros a las redes - garantizado por el art. 38).

A continuación, la legislación fue modificada por la Ley 17/2007, para adaptarla a la Directiva Europea 2003/54/CE. Dicha Ley ratificó a la REE como el transportista único y el Operador del Sistema eléctrico español (TSO). Mediante dicha Directiva se establecieron nuevas normas comunes para completar el mercado interior de la electricidad en la Unión Europea: en concreto, la Directiva se centró en buscar soluciones para reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y comportamiento abusivo, garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la generación, garantizar tarifas de transporte y distribución no discriminatorias y un acceso a la red basado en la no discriminación, velar por la protección de los derechos de los consumidores, informar sobre las fuentes de energía y su impacto medioambiental, fijar claramente la organización y las funciones de los gestores de redes de transporte y distribución (concretamente, dar cumplimiento a la exigencia de la separación de actividades), etc. En cuanto al transporte, se vuelve a insistir en que: *“Como actividad regulada que es el transporte, con carácter de monopolio natural, se asigna en régimen de exclusividad esta figura de transportista a una única sociedad.”* Pero, a la vez, para satisfacer la obligación impuesta por la Directiva de separar los gestores de las redes de transporte y operadores del sistema de las demás actividades, se prevé la creación de una nueva unidad orgánica dentro de la REE: *“Para diferenciar las funciones destinadas a asegurar el suministro de energía eléctrica, se crea una unidad orgánica específica encargada de desarrollar las funciones de operador del sistema y gestor de las redes de transporte dentro de Red Eléctrica de España, S. A. Esta medida adicional garantiza la independencia funcional y de gestión de esta actividad, de la actividad que Red Eléctrica de España, S. A. ejerce como transportista.”* (De las funciones que ejerce la REE en calidad del Operador del Sistema hablaremos con detalle más adelante, en el capítulo 2.5.4.)

En 2010 finalizó el proceso iniciado en 2002, tras el cual la REE tendría que ser propietaria del 100% de la red de transporte y estar consolidada de manera definitiva como TSO, adquiriendo los activos que quedaban pendientes de transferir por parte de las compañías eléctricas.

Actualmente, en la nueva LSE de diciembre de 2013 (Ley 24/2013), se define la figura del transportista, que según el art. 6 *“es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 36.”* A continuación se mantiene la posición legal de la REE, ya que se establece textualmente en el Título VI dedicado al *Transporte de energía eléctrica*,



concretamente en su artículo 34. *Red de transporte de energía eléctrica*, apartado 2) que “*En todo caso Red Eléctrica de España, S.A., actuará como transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la presente ley.*”

También es imprescindible recordar que “*el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades y su régimen económico y de funcionamiento*” se fija a través de disposiciones legales, y que en todo caso “*se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución*” (art. 8 LSE) - supuesto subrayado varias veces en el capítulo dedicado al análisis legal. El transporte de energía eléctrica luego está regulado en el capítulo VI de la LSE.

En cuanto a la financiación del transporte de energía eléctrica, el régimen retributivo está fijado administrativamente, en función de los costes de la actividad. Los costes de la actividad de transporte y distribución están considerados, por lo tanto, como costes del sistema eléctrico. Los criterios para la regulación de la retribución han ido cambiando progresivamente, tal y como se ha visto en las páginas anteriores, incluyendo medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y ajustando los importes a la situación deficitaria del sistema eléctrico español. Actualmente, la retribución versa sobre el concepto de la rentabilidad razonable, introducido por el Real Decreto-ley 9/2013. En la LSE se fija claramente que “*la metodología del cálculo de las retribuciones del transporte, distribución, (gestión técnica y económica y producción no peninsular) considerará los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada aplicando criterios homogéneos en todo el territorio español*”. De esta manera se asegura “*la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*”. A continuación se añade que “*los parámetros para el establecimiento de las retribuciones tendrán una vigencia de seis años y para su revisión, que se llevará a cabo antes del comienzo del periodo regulatorio, se tendrá en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y de una rentabilidad adecuada para estas actividades.*” Pero en realidad los parámetros del cálculo son solo una parte del proceso de la fijación del precio, ya que “*los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución (...) se fijarán de acuerdo con la metodología que establezca el Gobierno, revisándose con carácter general peajes y cargos anualmente, o cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.*”

De todos modos, son los consumidores los que, mediante el pago de los peajes de acceso a las redes, que forman parte de la factura eléctrica, asumen la financiación de la cobertura de los costes de las redes de transporte y distribución.



La **DISTRIBUCIÓN** de energía eléctrica, consecuentemente, es el siguiente punto a tratar. Es la fase del sistema eléctrico que une la fase del transporte, analizada en las páginas anteriores, con los puntos de consumo. La distribución entonces es la responsable de llevar la electricidad desde las líneas de transporte de alta tensión hasta los consumidores finales. La distribución, igual que es el caso del transporte, es una industria de red - hablamos, por lo tanto, de la red de distribución.

La red de distribución es la parte del sistema de suministro eléctrico que se encarga de recoger la electricidad desde las subestaciones de transformación de la red de transporte, donde necesariamente se reduce la tensión (previamente elevada para ser transportada a grandes distancias). La red de distribución propiamente dicha opera con el nivel de tensión medio, comprendido entre 3 y 30 kV<sup>27</sup> de tensión nominal. Los clientes industriales que trabajan con tensiones nominales de este nivel se abastecen directamente desde las líneas de media tensión. Sin embargo, los consumidores residenciales y la pequeña industria funcionan con tensiones bajas (125 - 220 V), por lo que la tensión tiene que ser reducida una vez más antes de ser distribuirla a estos consumidores finales, lo cual ocurre en los centros de transformación que se localizan muy cerca de los puntos de consumo. La red de distribución tiene una característica muy radial, no forma mallas como la red de transporte, para que sea más operable en el caso de aparición de una avería. (La avería se localiza a través del sistema “prueba-error”, dividiendo el circuito averiado en partes y acotando así la zona afectada más fácilmente.)

La posición legal de los distribuidores está regulada en el título VII de la LSE, dedicado a la *Distribución de energía eléctrica*. En el art. 38 se define la actividad de distribución de energía eléctrica como “*aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte (...) hasta los puntos de consumo (...) con el fin último de suministrarla a los*

---

<sup>27</sup> Aunque en la LSE se establece en el art. 38 que la red de distribución está formada expresamente por “*todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34, se consideren integradas en la red de transporte*”. Y en el art. 34 se estipula que entre las instalaciones de transporte pertenecen, entre otras, las “*instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte*”. Por lo que la distinción entre la red de transporte y la red de distribución no es una cuestión tan fácil y automática como podría parecer, igual que no lo es la distinción entre lo que es la tensión alta y la tensión media. Por ejemplo, la REE en sus estadísticas publica que actualmente opera más de 2.000 km de líneas con tensión nominal inferior a 132 kV. Por lo que no se puede concluir si, lo que algunas fuentes llaman la “red de reparto” (que trabaja con tensiones nominales entre 25 y 132 kV y sus líneas forman anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras que reducen todavía más la tensión), forma parte de la red de transporte o de la red de distribución. Entonces, para los fines de este Informe, trataremos la red de distribución como aquella que opera con tensiones nominales inferiores a los 30 kV.

*consumidores". Asimismo se establece que "los distribuidores serán los gestores de las redes de distribución que operen". Entre las obligaciones de los distribuidores, como titulares de las redes de distribución, destaca la de "ser responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución" (art. 40). También se impone la obligación de las empresas distribuidoras de la inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores (art. 38.6). Por lo tanto, no hay un solo distribuidor único y exclusivo, como en el caso del transporte, sino que existen varias compañías que se reparten el papel. Actualmente existen en España un total de 340 empresas dedicadas a la distribución de energía eléctrica, entre las cuales destacan las cinco grandes: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP - HC Energía, EON.*

La LSE también habla de las “zonas eléctricas con características comunes y vinculadas con la configuración de la red de transporte y de ésta con las unidades de producción” (art. 38.5). Dichas zonas corresponden, en cierta medida, con el reparto del territorio entre las arriba mencionadas cinco grandes distribuidoras que operan en España. El reparto se muestra en el siguiente mapa:

**47) Mapa de zonas de distribución eléctrica en España:**



Fuente: <http://tarifasgasluz.com/electricidad/mapa-de-distribucion>

Sin embargo, aparte de estas 5 grandes empresas existe una amplia gama de distribuidores pequeños y/o locales. La lista completa<sup>28</sup> está disponible en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y se actualiza periódicamente.

<sup>28</sup> (<https://oficinavirtual.mityc.es/eee/indiceCalidad/distribuidores.aspx>) Vall de Sóller Energía, S.L.U.; Eléctrica de Sot de Chera, Soc. Cooperativa Valenciana; Sdad. Cooperativa Valenciana Ltda. Benefica de Cons. de Elect.



"San Francisco De Asís" De Crev.; Societat Municipal de Distribució Eléctrica de Tirvia, S.L.; Union de Distribuidores de Electricidad, S.A. (Udesa); Compañía de Electricidad del Condado, S.A.; Felix Gonzalez, S.A.; La Prohida Distribución Eléctrica, S.L.; Electricas Pitarch Distribucion, S.L.U.; Hijos de Jacinto Guillen Distribuidora Eléctrica, S.L.; Juan de Frutos García, S.L.; Lersa Electricitat, S.L.; Dielesur, S.L.; Energia de Miajadas, S.A.; Romero Candau, S.L.; Hidroeléctrica de Silleda, S.L.; Eléctrica e Guixes, S.L.; Eléctrica Vaquer, S.A.; Hermanos Caballero Rebollo, S.L.; Compañía de Electrificación, S.L.; Distribuidora Eléctrica de Melon, S.L.; Eléctrica de Cabalar, S.L.; Eléctrica del Gayoso, S.L.; Eléctrica del Narahio, S.A.; Eléctrica de Barciademera, S.L.; Eléctrica de Cabañas, S.L.; Eléctrica de Gres, S.L.; Eléctrica de Moscoso, S.L.; Eléctrica de Ver, S.L.; Fuciños Rivas, S.L.; Eléctrica Los Molinos, S.L.; San Miguel 2000 Distribucion, S.L.; Berrueza, S.A.; Blazquez, S.L.; Central Eléctrica Mitjans, S.L.; Central Eléctrica San Francisco, S.L.; Distribucion Eléctrica Las Mercedes, S.L.; Eléctrica de Caniles, S.L.; Juan N. Diaz Galvez Y Hermanos, S.L.; Eléctrica de Castro Caldelas, S.L.; Hidroeléctrica Gomez, S.L.; Eléctrica San Marcos, S.L.; Electricidad La Asuncion, S.L.; Electro Distribuidora Castellano Leonesa, S.A.; Hidroeléctrica del Cabrera, S.L.; Eléctrica Mestanza R.V., S.L.; La Eléctrica de Vall De Ebo, S.L.; Saltos del Cabrera, S.L.; Electradistribució Centelles, S.L.; Cooperativa Eléctrica Benefica Albaterense, Coop. V.; Cooperativa Eléctrica Benefica Catralense, Coop. V.; Eléctrica de Meliana, Sociedad Cooperativa Valenciana; Cooperativa Popular de Fluido Eléctrico De Camprodon S.C.C.L.; Distribucion de Electricidad Valle de Santa Ana, S.L.; Distribuidora Eléctrica Carrion, S.L.; Ebrofanos, S.L.; Eléctrica La Loma, S.L.; Eléctrica La Rosa, S.L.; Eléctrica Algimia de Alfara, Sociedad Cooperativa Valenciana; Eléctrica Corvera, S.L.; Eléctrica de Callosa De Segura, S.V. L.; Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.; Eléctrica de Chera, Sociedad Cooperativa Valenciana; Eléctrica de Guadassuar, Sdad. Coop. V.; Eléctrica de Vinalesa, S.C.V.; Eléctrica Ntra. Sra. de Gracia, Sdad. Coop. Valenciana; E. Saavedra, S.A.; Electricas Santa Leonor, S.L.; Electro distribuidora De Fuerza y Alub. "Casablanca" Sdad. Coop. V.; Hidroeléctrica del Arnegó, S.L.; Sucesores de Manuel Leira, S.L.; Eléctrica Aduriz, S.A.; Eléctrica Avellana, S.L.; Eléctrica San Cristobal, S.L.; Eléctrica Belmezana, S.A.; Eléctrica Curos, S.L.; Eléctrica Los Pelayos, S.A.; Eléctrica Ntra. Sra. de Los Remedios, S.L.; Electricitat L Aurora, S.A. ; Electro Distribucion de Almodovar del Campo, S.A.; Empresa de Electricidad San Jose, S.A.; Hidroeléctrica Virgen de Chilla, S.L.; La Ernestina, S.A.; Dielenor, S.L.; Distribuidora de Energia Eléctrica del Bages, S.A.; Energetica de Alcocer, S.L.U.; Eléctrica Latorre, S.L.; Inpecuarias Villaralto, S.L.; Gracia Unzueta Hidalgo E Hijos, S.L.; Aurora Giner Reig, S.L.; Distribuidora Eléctrica de Ardales, S.L.; Eléctrica Sierra Magina, S.L.; Ruiz de La Torre, S.L.; Sociedad Distribuidora Eléctrica de Elorrio, S.A.; Sociedad Eléctrica Ntra. Sra. de Los Desamparados, S. L.; Distribuidora Eléctrica de Gaucin, S.L.; Eléctrica Alvaro Benito, S.L.; Eléctrica Camposur, S.L.; Eléctrica de Eriste, S.L.; Distribuidora de Energia Eléctrica Enrique Garcia Serrano, S.L.; Distribuidora Eléctrica de Monesterio, S.L.; Alset Eléctrica, S.L.; Antolina Ruiz Ruiz, S.L.U.; Distribuidora Eléctrica de Relleu, S.L.; Eléctrica Autol, S.A.; Eléctrica Castillejense, S.A.; Distribuidora de Electricidad Larrañaga, S.L.; Eléctrica de Tentudia. S.A.; Eléctrica La Victoria de Fuencaliente, S.A.; Electro Molinera de Valmadrigal, S.L.; Eléctrica Hermanos Castro Rodriguez, S.L.; Hidroeléctrica Vega, S.A.; Hijo De Jorge Martin, S.A.; Jose Ripoll Albanell, S.L.; Leandro Perez Alfonso, S.L.; Hidroeléctrica de Alaraz, S.L.; Ismael Biosca, S.L.; Eléctrica San Servan, S.L.; Hidroeléctrica El Carmen, S.L.; Aragonesa de Actividades Energeticas, S.A. (Aaesa); Enerfrias, S.L.; Distribuidora Eléctrica de Montoliu, S.L. U.; Municipal Eléctrica Vitoria, S.L.; Casimiro Marcial Chacon e Hijos, S.L.; Eléctrica de Durro, S.L.; Distribuciones Electricas Portillo, S.L.; Distribuidora Eléctrica Granja de Torrehermosa, S.L.; El Progreso del Pirineo-Heros. de Francisco Bollo Quella S.L.; Eléctrica Conilense, S.L.U.; Eléctrica de Santa Comba, S.L.; Eléctrica de Zas, S.L.; Eléctrica Valdivielso, S.A.; Eléctrica Bañesa, S.L.; Eléctrica de La Serrania De Ronda, S.L.; Electricidad de Puerto Real, S.A. (Epresa); Eléctrica Los Laureles, S.L.; **Iberdrola Distribucion Eléctrica, S.A.; Union Fenosa Distribucion, S.A.; E.On Distribución, S.L.; Hidrocanabrico Distribucion Eléctrica, S.A.**; Barras Electricas Galaico-Asturianas S.A.; Agri Energia Eléctrica, S.A.; Bassols Energia, S.A.; Eléctrica Caldense, S.A.; Eléctrica del Cardener, S.A.; Estabanell y Pahisa Energia, S.A.; Eléctrica del Ebro, S.A.; Productora Eléctrica Urgelense, S.A. (Peusa); Suministradora Eléctrica de Cadiz, S.A.; Central Eléctrica Sestelo y Cia, S.A.; Hidroeléctrica del Guadiela I, S.A.; Eléctrica Conquense Distribucion, S.A.U.; Eléctrica Valdizarbe, S.A.; Industrias Pecuarias de Los Pedroches, S.A.; Energias de Aragon I, S. L. U. (Easa); Medina Garvey Electricidad, S.L.U.; Aguas de Barbastro Electricidad, S.A.; Compañía Melillense de Gas y Electricidad, S.A.; Distribuidora Eléctrica del Sil, S.L.; Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribucion, S.A.U.; Eléctrica del Oeste Distribucion, S.L.U.; Eléctrica Serosense Distribuidora, S.L.; Hidroeléctrica de Laracha, S.L.; Eléctrica Alto Miño, S.A.; Sociedad Electricista de Tuy, S.A.; Anselmo Leon Distribucion, S.L.; Eléctrica de Carbayin, S.A.; Afrosio Pascual Alonso, S.L.; Eléctrica Cuntiense, S.L.; Distribuidora Eléctrica Los Bermejales, S.A.; Herederos de Garcia Baz, S.L.; Eléctrica do Foxo, S.L.; Eléctrica Jose Antonio Martinez, S.L.; Eléctrica Saltea, S.L.; Eléctrica Abengibreense Distribucion, S.L.; Eléctrica de Cantoña, S.L.; Eléctrica de Jafre, S.A.; Distribuidora de Energia



Electrica Torrecillas Vidal, S.L.; Electrica del Guadalfeo, S.L.; Luz Electrica Los Molares, S.L.; Electrica Sagrado Corazon de Jesus, S.L.; Electrica San Jose Obrero, S.L.; Empresa Electrica de San Pedro, S.L.; Electrica Santa Clara, S.L.; Electrica Gilena, S.L.U.; Electricidad Pastor, S.L.; Emdecoria, S.L.; Fuentes y Compañía, S.L.; Herederos de Carlos Oltra, S.L.; Rodalec, S.L.; Herederos de Emilio Gamero, S.L.; Inpecuarias Torrecampo, S.L.; Distribuidora Eléctrica Navasfrias, S.L.; Hidroelectrica El Cerrajon, S.L.; Hidroelectrica Jose Matanza Garcia, S.L.; Hijos de Francisco Escaso, S.L.; Hijos de Manuel Perles Vicens, S.L.; Jose Ferre Segura e Hijos, S.R.L.; Juan y Francisco Esteve Mas S.L.; Herederos de Maria Alonso Calzada-Venta De Baños, S.L.; Distribuidora Electrica Bravo Saez, S.L.; Dielec Guerrero Lorente, S.L.; Repsol Electrica de Distribucion, S.L.; Molino Viejo de Vilaller, S.A.; Sociedad Electrica Jerez del Marquesado S.A.; Electra de Abusejo, S.L.; Suministros Electricos de Amieva, S.L.; Icasa Distribucion Energia, S.L.; Distribuidora Electrica Isaba, S.L.U.; Electricas de Benuza, S.L.; Millarens de Electricidad, S.A.U.; Electrica Santa Marta y Villalba, S.L.; Electra La Honorina, S.L.; Compañía Electrica de Ferez, S.L.; Distribucion Electrica de Alcolecha, S.L.; Cooperativa Electrica Alborense, S.A.; Luz Electrica de Algar, S.L.U.; Empresa Municipal Denergia Electrica Torres del Segre, S.L.; Elec-Vall Boi, S.L.; Electrica de Valdriz, S.L.; Ignaluz Jimenez de Torres, S.L.; Distribuidora Electrica Niebla, S.L.; Electrica del Montsec, S.L.; Tolargi, S.L.; Electro Sallent de Gallego, S.L.; Distribuidora Electrica de Catoira, S.A.; Electrica del Pozo S.Coop.Mad.; Energias de Benasque, S.L.; Distribuciones Electricas de Pozuelo, S.A.; Distribuidora Electrica de Casas De Lazaro, S.A.; Distribuciones Alnega, S.L.; Electro Escarrilla, S.L.; Electrica de Albergueria, S.A.; Empresa Electrica de Jorquera, S.L.; Electra La Molina, S.L.; Hidroelectrica Coto Minero Distribucion, S.L.U.; Distribuidora Electrica del Puerto de La Cruz, S.A.; Industrial Barcalesa, S.L.; Distribuidora Eléctrica D'albatarrec, S.L.; Electra Orbaiceta, S.L.; Servicios Urbanos de Cerler, S.A. (Sucs); Distribuidora de Energia Electrica Enerquinta, S.L.; **Endesa Distribucion Electrica, S.L.**; Electricas de Villahermosa, S.A.; Alarcon Navarro Empresa Electrica, S.L.; Hidroflamicell, S.L.; Societat Municipal de Distribució Eléctrica de Llavorsí, S.L.; Heliodoro Chafer, S.L.; Central Electrica de Pozo Lorente, S. L.; Aramaioko Argindar Banatzilea, S.A.; Pedro Sanchez Ibañez, S.L.; Agrupacion Distribuidora de Escuer, S.L.; Electra de Jallas, S.A.; Leintzargi, S.L.; Empresa Municipal de Distribució Denergia Eléctrica de Ponts, S.L.; Electrica Popular, S. Coop. Mad.; La Sinarquense, S.L.U.; Servicios y Suministros Municipales Aras, S.L.; Fuerzas Electricas Bogarra, S.A.; Commodity Energia 2002, S.L.; Empresa Municipal de Distribució Denergia Electrica Dalmenar, S.L.U. (Societat Unipersonal); Electra Tudanca, S.L.; Electrica Antonio Madrid, S.L.; Distribuciones Eléctricas Talayuelas, S.L.; Empresa Eléctrica del Cabriel, S.L.; Servicios y Suministros Municipales de Chulilla, S.L.; Cateneribas, S.L.; Electricidad Hijate, S.L.; Grupo de Electrificacion Rural de Binefar y Comarca, S.Coop., R. L.; Vargas y Compañía Electro Harinera San Ramon, S.A.; Montesluz Distribucion Electrica, S.L.; Manuel Robres Celades, S.L.; Electra El Vendul, S. L.; Hidroelectrica San Cipriano de Rueda, S.L.; Hijos de Felipe Garcia Alvarez, S.L.; Distribucion y Electrica Caridad E Ildefonso, S.L.; Distribuciones de Energia Electrica Del Noroeste, S.L.; Luz de Cela, S.L.; Josefa Gil Costa, S.L.; Emilio Padilla e Hijos, S.L.; Felipe Blazquez, S.L.; Fluido Electrico de Museros, S. C. Valenciana; Electrica Nuestra Señora de Los Santos, S.L.; Gloria Mariscal, S.L.; Heliadora Gomez, S.A.; Hidroelectrica Dominguez, S.L.; Hidroelectrica Ntra. Sra. de La Soledad, de Tendilla y Lupiana, S.L.; Hidroelectrica San Buenaventura, S.L.; Hidroelectrica Santa Teresa, S.L.; Hijos de Casiano Sanchez, S.L.; Luis Rangel y Hermanos, S.A.; Empresa Electrica Martin Silva Pozo, S.L.; Serviliano Garcia, S.A.; Sierro de Electricidad, S.L.; Cooperativa Electrica de Castellar, S.C.V.; Sociedad Electrica de Ribera Del Fresno, S.A.; Suministro de Luz y Fuerza, S.L.; Suministros Especiales Alginetenses, S. Coop. V.; Electrica Moro Benito, S.L.; Electrica del Huebra, S.L.; Oñargi, S.L.; Energias De Panticosa, S.L.; Electra San Bartolome, S.L.; Central Electrica Industrial, S.L.; Central Electrica San Antonio, S.L.; Delgichi, S.L.; Distribucion Energia Electrica de Parcent, S.L.; Distribuciones Electricas del Eria, S.L.; Distribuidora de Electricidad Martos Marin, S.L.; Electra del Maestrazgo, S.A.; Eléctrica San Gregorio, S.L.; Electrica San Jose del Rio Yator, S.L.; Suministros Eléctricos Isábena, S.L.; Electrica de Lijar, S.L.; Elektra Urdazubi, S.L.; Eléctrica Costur, S.L.; Talarn Distribució Municipal Eléctrica, S.L.; Energías de La Villa de Campo, S.L.U.; Alconera de Electricidad, S.L.U.; Electrica Salas de Pallars, S.L.; Electricas Tuejar, S.L.; Gestion del Servicio Eléctrico Hecho, S.L.; Electroharinera Belsetana, Sociedad Cooperativa; Distribuidora Eléctrica Valle de Ansó, S.L.; La Constancia-Arén, S.L.; Llum D'ain, S.L.; Eléctricas La Enguerina, S.L.; Eléctricas Collado Blanco, S.L.; Eléctricas Hidrobosora, S.L.; Cooperativa Valenciana Electro distribuidora de Fuerza y Alumbrado Serrallo; Eléctrica de Sudanell, S.L.; Eléctrica de Malcocinado, S.L.U.; Eléctricas de Vallanca, S.L.; Electro Manzaneda, S.L.; Energías del Zinqueta S.L.; Eléctrica Municipal de Santa Coloma de Queralt S.L.; Distribuciones Eléctricas de Gistaín S.L.; Sampol Energía, S.L.; Electra del Llobregat Energia, S.L.; Electra Redenergia, S.L.

En cuanto a la financiación de las redes de distribución, ésta se organiza igual que la del transporte - a través de los peajes de acceso a las redes, los cuales satisfacen los consumidores mediante la factura eléctrica y cuya cuantía está fijada administrativamente. La retribución se calcula también según los criterios de la rentabilidad razonable de una empresa eficiente y bien gestionada que desarrolla una actividad de bajo riesgo.

Al igual que en el caso del transporte, la distribución de energía eléctrica es también una actividad regulada, según lo dispuesto en el art. 8: *“(...) el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la (LSE)”*. De la separación de actividades hablaremos con más detalle en el siguiente capítulo.

Con anterioridad al año 2007 los consumidores contrataban el suministro de energía eléctrica directamente con las empresas distribuidoras. Pero el panorama cambió con la entrada en vigor de la Ley 17/2007, de 4 de julio, *por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad* (véase el apartado 5.1.2 Modificaciones de la Ley 54/1997 y su desarrollo reglamentario). Como es obvio, la finalidad de la Ley 17/2007 es la de transponer la Directiva 2003/54/CE al Ordenamiento Jurídico español. Y una de las modificaciones más importantes de la LSE tiene por objetivo la configuración de la actividad de distribución de electricidad, con el fin de asegurar un acceso no discriminado a las redes. El suministro de la electricidad a los clientes finales, deja de ser responsabilidad de los distribuidores y a partir del 1 de enero de 2009, son los comercializadores los encargados de esta actividad. Como dispone el preámbulo de la Ley *“a partir del 1 de enero de 2009 el suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia, y son los consumidores de electricidad quienes eligen libremente a su suministrador”*. Así se procede a la separación de las actividades de compra-venta de electricidad (no reguladas), las cuales están ejercidas por los comercializadores, de las actividades de distribución (reguladas), las cuales están ejercidas por los distribuidores.

Por lo que a partir de la mencionada fecha tenemos que incluir a la **COMERCIALIZACIÓN** de energía eléctrica en la descripción del panorama actual del sistema eléctrico español. Se trata de la



cuarta y última fase del sistema de suministro eléctrico y es la que se encarga de proporcionar la electricidad directamente al consumidor final.

Según el MINETUR, *“se entiende por comercializadores de energía eléctrica a toda sociedad mercantil debidamente inscrita en el registro correspondiente (...) que accediendo a las redes de transporte o distribución tiene como función la venta de energía eléctrica a los consumidores o a otros sujetos del sistema.”* Son los consumidores los que contratan el suministro libremente con la empresa comercializadora<sup>29</sup> que más les convenga. Todo el proceso de la contratación responde a los mecanismos de libre mercado.

La retribución de la comercialización, a diferencia de las fases reguladas - el transporte y la distribución -, no está fijada administrativamente, sino que depende de lo que pacten las empresas comercializadoras con los clientes finales. Según la LSE *“la comercialización (...) se ejercerá libremente en los términos previstos en la (presente) ley y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes”* (art. 8.3 - Funcionamiento del sistema). Y se vuelve a insistir más adelante en que *“la retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte entre las partes”* (art. 14.10 - Retribución de las actividades).

Por lo que los clientes pueden elegir a cualquiera de las 243 empresas comercializadoras existentes, cuya lista<sup>30</sup> se publica (actualizada periódicamente) en la página web de la Comisión

---

<sup>29</sup> Con la excepción de los **consumidores directos en mercado**, los cuales contratan el suministro de la energía directamente en el mercado de producción *“y el correspondiente contrato de acceso a las redes directamente con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones o con el distribuidor de la zona en caso de estar conectado a la red de transporte”*. (LSE, art. 44 - Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro.)

<sup>30</sup> [http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC\\_ENERGIA\\_ELECTRICA/201404\\_Listado%20Comercializadores.pdf](http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC_ENERGIA_ELECTRICA/201404_Listado%20Comercializadores.pdf) (7 de Mayo 2014): Endesa Energía, S.A.; Hidrocanabrico Energía, S.A. Unipersonal; Bassols Energía Comercial, S.L.; Electra Caldense Energía, S.A.; Electra Del Cardener Energía, S.A.; Electra Energía, S.A.U.; Electra Norte Energía, S.A.U.; Electrica Vaquer Energía, S.A.; Estabanell Y Pahisa Mercator, S.A.; Electrica Serosense, S.L.; Hidroelectrica Del Valira, S.L.; Comercializadora Electrica De Cadiz, S.A.; Comercializadora Lersa, S.L.; Iberdrola Generacion, S.A.U.; Arcos de Graba, S.L.; Electrica Solterense, S.A.; Aduriz Energía, S.L.U.; Empresa de Alumbrado Electrico de Ceuta, S.A.; Gaselec Diversificacion, S.L.; Electra Avellana Comercial, S.L.; Enercoluz Energía, S.L.; La Union Electro Industrial, S.L. "unipersonal"; Factor Energía, S.A.; Alpapat, S.L.U.; Gdf Suez Energía España, S.A.U.; Alpiq Energía España, S.A.U.; RBS Sempra Energy Europe España, S.L.U.; Electra Alto Miño Comercializadora de Energía, S.L.U.; Gas Natural Comercializadora, S.A.; Gas Natural Servicios SDG, S.A.; Shell España, S.A.; Navarro Generacion, S.A.; Epresa Energía, S.A.U.; Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.; Nexus Energía, S.A.; Agri-Energía, S.A.; Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.; Electrica Catralense, S.L.; Electrica Albaterense, S.L.; Fluid Elèctric Camprodon II, S.L.; Electracomercial Centelles, S.L.; Axpo Iberia, S.L.; Cepsa Gas y Electricidad, S.A.; Enérgya VM Gestión De Energía, S.L.U.; Agente del Mercado Eléctrico, S.A.; E.ON Energía, S.L.; Wind to Market, S.A.; Enérgya VM Generación, S.L.U.; Enel Green Power España, S.L.; Endesa Generación, S.A.; Acciona Green Energy Developments, S.L.; Enérgya VM Energías



Especiales, S.L.U.; Geotlanter, S.L.; Fortia Energía, S.L.; Gesternova, S.A.; EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.; Compañía Escandinava de Electricidad en España, S.L.; E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.; Cide Hcenergía S.A.; Endesa Energía XXI, S.L.U.; Alpiq AG; Compagnie Nationale du Rhône; Danske Commodities A/S; EDP-Energías de Portugal, S.A.; Electrabel, S.A.; E.ON Energy Trading AG; EDF Trading Limited; Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG; J. Aron & Company; Office National de L'electricité Et L'eau Potable (ONEE); Shell Energy Trading Limited; Statkraft Markets GmbH; Total Gas & Power Limited; Eléctrica de Vinalosa, S.L.U.; Hidroeléctrica de Silleda, S.L.; Eléctrica de Moscoso, S.L.; Sociedad Electricista de Tuy, S.A.; Energías de Benasque S.L.; Electra Cuntiense, S.L.U.; Hidroeléctrica Lumymey, S.L.; Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.; Distribución Eléctrica Caridad e Ildefonso, S.L.; Comercializadora Suministros Especiales Alginetenses, S.L.; Societat Municipal de Distribució Eléctrica de Tirvia, S.L.; Electra Aduriz, S.A.; Aguas de Barbastro Electricidad, S.A.; Distribuidora Eléctrica de Montoliu, S.L.; Eléctrica Sudanell, S.L.; Energy By Cogen, S.L.; Distribuidora Eléctrica d'Albaterrec, S.L.; Eléctrica Salas de Pallars, S.L.; Cateneribas, S.L.; Estabanell y Pahisa Energía, S.A.; Municipal de Servicios Villahermosana, S.L.; Energías de La Villa de Campo, S.L.U.; Societat Municipal de Distribució Eléctrica de Llavorsí, S.L.; Electrica del Ebro, S.A.; Talarn Distribucio Municipal Electrica S.L.U.; Distribuidora Eléctrica de Catoira, S.A.; Empresa Municipal de Distribución de Energía Electrica se Almenar, S.L.; Eléctrica de Montsec, S.L.; Eléctrica Antonio Madrid, S.L.; Compañía de Electrificación, S.L.; Empresa Municipal de Energía Eléctrica Torres De Segre, S.L.; Gas Natural S.U.R., SDG S.A.; Gazprom Marketing & Trading Limited; Servicios Urbanos de Cerler, S.A.; Madrileña Suministro de Gas, S.L.; DB Energy Commodities Limited; Nexus Renovables, S.L.; Gas Natural SDG, S.A.; Aguas de Barbastro Energía, S.L.; Lonjas Tecnologia, S.A.; Hidroeléctrica el Carmen Energía, S.L.; Eléctrica Municipal de Santa Coloma de Queralt, S.L.; Electrica de Guadassuar COOP. V.; Electrica de Chera, S.C.V.; Cooperativa Electrica de Castellar, S.C.V.; Comercializadora Electrica de Meliana, S.L.; Electrica Algimia de Alfara, S.COOP.V.; Comercial y Asesora de Electricidad, S.L.; Electro distribuidora de Fuerza y Alumbrado Casablanca, S. COOP.V.; Eléctrica de Sot de Chera S. COOP.V.; Evergreen Eléctrica, S.L.; Villar Mir Energía, S.L.; Suministros Especiales Alginetenses COOP. V.; Eléctricas Hidrobosora, S.L.; Eléctrica Del Pozo, S.COOP.MAD.; Audax Energía, S.L.U.; Syder Comercializadora Verde, S.L.; Eléctrica de Meliana, S.C.V.; Exen, S.R.O.; Gestiner Ingenieros, S.L.; Eléctrica de Callosa de Segura, C.V.; Eléctrica Popular, S. COOP. MAD.; Respira Energía, S.A.; Eléctricas Collado Blanco, S.L.; Llum d'Aín, S.L.; Fluido Eléctrico Museros, SCV; Cooperativa Valenciana Electro distribuidora de Fuerza y Alumbrado Serrallo; ON Demand Facilities, S.L.; Fenie Energía, S.A.; Enara Gestión y Mediación, S.L.; Electro Sallent de Gállego, S.L.; Electro Escarrilla, S.L.; Clidom Energy, S.L.; Electricas La Enguerina, S.L.U.; Energía Dlr Comercializadora, S.L.; Céltica Energía, S.L.; Aracán Energía, S.L.; Grupo Energético Asecor, S.L.; Som Energía, S.C.C.L.; Aura Energía, S.L.; Galp Energía España S.A.U.; Aayum Companyia Catalana Subministradora d'Energia, S.L.; Cooperativa Eléctrica Benéfica San Francisco de Asís, COOP. V.; Mallorquina de Energías, S.L.U.; Sampol Ingeniería y Obras, S.A.; Dreue Electric, S.L.; Forces Elèctriques d'Andorra (FEDA); Zeltria Energía, S.L.; Switch Energy, S.L.; Eléctrica Nuriel; Knet Comunicaciones, S.L.; Energías del Zinqueta, S.L.; Eléctrica de Guixes, S.L.; Ecoenergética De Canarias, S.L.; HC-Naturgas Empresa de Servicios Energéticos, S.L.; GDF Suez Trading; Zencer, S. COOP. AND; Gestionna Soluciones Energéticas, S.L.; Electrourbano, S.L.L.; Cooperativa Eléctrica-Benéfica Albatrense, COOP. V.; Ecoeq Energética, S.L.; Holding Slovenske Elektrarne D.O.O.; Sunair One Energy, S.L.; Compañía Lumisa Energías, S.L.; Unieléctrica Energía, S.L.; Olten-Llum, S.L.; Comercializadora Electrica Del Sureste, S.L.; Vóltico Energía, S.L.; Laboil Energía, S.L.; Watium, S.L.; Gnera Energía Y Tecnologia, S.L.; Energías de Panticosa, S.L.; Ampere Libre, S.L.; Carvisa Energía, S.L.; Solvay Energy Services Ibérica, S.L.; Alcanzia Energía, S.L.; Grupo Energálica, S.A.; Atlas Energía Comercial, S.L.; Europa Global Energy, S.L.U.; Iner Energía Castilla la Mancha, S.L.; Goiener S.COOP; Electro Soporte Comercial Y Gestión, S.L.U.; Vertsel Energía, S.L.U.; Euroenergía de Levante, S.L.; Stagioni Energía Renovables, S.L.; Aurora Energy Suppli, S.L.; Adelfas Energía, S.L.; Iberolectra 3000, S.L.; BKW Energie AG; Integración Europea de Energía, S.A.U.; Indexo Energía, S.L.; Mercuria Energy Trading, S.A.; Concisa, Comunicación, Marketing y Servicios, S.L.; The Yellow Energy, S.L.; Ninobe Servicios Energéticos, S.L.; CYE Energía, S.L.; Solelec Ibérica, S.L.; Watio Wholesale, S.L.; Nueva Comercializadora Española, S.L.; Energy Strom XXI, S.L.; Corpolux, S.L.; Distribuciones Eléctricas Talayuelas, S.L.; Dufenergy Trading S.A.; Foener Comercialización, S.L.U.; Electrica Bañesa, S.L.; Electricas de Benuza, S.L.; Comercial Eólica Suministro De Energía, S.L.; Comercializadora Energética Castellana, S.L.; Electrica Serrania De Ronda Energía, S.L.; Nortedison Electric, S.L.; Neas Energy A/S; Ahorro Energía Hogar Investments, S.L.; Tecnos Ingenieros Obra Civil, Hidráulica e Instalaciones, S.L.L.; Eléctrica Ntra. Sra. de Gracia Sdad. Coop. Valenciana; Lubaloo, S.L.; Insignia Energía, S.L.; Corporación Alimentaria Guissona, S.A.; Petronieves Energía 1, S.L.; Energi Danmark A/S; Another Energy Option, S.L.; Ole Green Energy, S.L.U.; Cooperativa Eléctrica Benéfica Catralense, COOP. V.;



Nacional de los Mercados y la Competencia. Entre las empresas comercializadoras destacan las cinco grandes ya mencionadas en los apartados anteriores: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP - HC Energía y EON.

Para poder elegir la opción de contratación del suministro eléctrico más económica se ha puesto a disposición de los clientes una página web de la CNMC que permite comparar las ofertas de electricidad para consumidores en baja tensión, con y sin discriminación horaria (junto también con las ofertas de gas natural y las ofertas conjuntas de electricidad y gas) - “El comparador de ofertas de energía”<sup>31</sup>. Se trata de una herramienta muy útil para los consumidores a la hora de decidir el tipo de contratación y la correspondiente empresa comercializadora, según sus preferencias.

A la hora de hablar sobre las comercializadoras de energía eléctrica (y del precio que pagan los consumidores por el suministro) hay que señalar que existen dos tipos de empresas - existe una distinción entre las comercializadoras de mercado libre y las Comercializadoras de Último Recurso (ahora llamadas las Comercializadoras de Referencia). Mientras que las primeras ofrecen un precio libremente pactado entre las partes, las segundas ofrecen un precio establecido por la Administración (más su margen comercial). En ambos casos el cliente puede optar libremente por la contratación preferida, eligiendo la opción más conveniente - ya sea con la comercializadora de mercado libre o la de referencia (Último Recurso).

La posición legal de las Comercializadoras de Referencia, así como la de la Tarifa de Último Recurso y el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor ya se ha tratado en el análisis legal del sistema eléctrico dentro del capítulo correspondiente.

Ahora cabría recordar que la Tarifa de Último Recurso (TUR) fue creada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, *por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, y su puesta en marcha fue detallada por el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, *por el que se regula la puesta en marcha del Suministro de Último Recurso en el sector de la energía eléctrica*. En resumidas cuentas, la TUR fue creada para asegurar a determinado grupo de consumidores (pequeños o vulnerables) la

---

Energía Operativa, S.L.; Energest de la CV, S.L.; energía europeas de comercialización, S.L.; ADS Energy 8,0, S.L.; Aldro Energía y Soluciones, S.L.U.; Empresa Municipal de Distribució d'Energia Elèctrica de Ponts, S.L.; Sunair One Energy Evolution, S.L.; My Energía Oner, S.L.

<sup>31</sup> <http://www.comparador.cne.es/comparador/index.cfm?js=1&e=N>

universalidad del suministro eléctrico después de la desaparición de la Tarifa Íntegra el 1 de enero de 2009, en consecuencia de la entrada en vigor de lo dispuesto en la Ley 17/2007, en cumplimiento de las exigencias de la Unión Europea sobre la liberalización e integración del mercado energético europeo. La TUR consiste en unos precios máximos de la electricidad fijados administrativamente, únicos en el territorio nacional, y disponibles para *“los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW”* (art. 1, RD 485/2009). A continuación se designó administrativamente a los Comercializadores de Último Recurso (CUR), los cuales deben ser empresas eléctricas con “medios suficientes” para que les pueda ser exigida la obligación de dicho suministro, y se les impone asimismo la obligación de la separación de cuentas entre estas actividades y las de comercialización en mercado libre. La lista de empresas que asumen este servicio se actualiza periódicamente y se publica en la página web de la CNMC<sup>32</sup>, siendo a 28 de mayo de 2014 conformada por estas cinco comercializadoras: Endesa Energía XXI, S.L.U.; Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.; Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.; EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.; y E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

Finalmente con los cambios introducidos por la nueva LSE 24/2013 varía ligeramente el panorama, aunque se trata más bien de cambios formales que de fondo. Sobre todo cambia la terminología utilizada. El concepto de la Tarifa de Último Recurso sufre cambios y para lo que hasta entonces era la TUR se introduce el término del “Precio Voluntario al Pequeño Consumidor” (PVPC) - que es el precio máximo (fijado por el Gobierno) que pueden cobrar los comercializadores a determinados consumidores por el “Suministro de Referencia” (se trata de lo que hasta entonces se denominaba el “Suministro de Último Recurso” - SUR). El término de la TUR se mantiene, pero ahora será aplicable solamente a los consumidores vulnerables y a los que transitoriamente se queden sin contrato de suministro. La nueva TUR será el PVPC al que se aplicará, en el primer caso, un descuento (que será el bono social) o un recargo, en el segundo caso, y ambos serán definidos por una Orden Ministerial (art. 17, LSE). La noción de los consumidores vulnerables luego está recogida en el art. 45 de la LSE, dejando la definición expresa y las cuantías al posterior desarrollo reglamentario. El descuento aplicable a los consumidores vulnerables - el bono social - será financiado por las empresas matrices que desarrollen, mediante sus distintas entidades, a la vez las actividades de producción/distribución/comercialización y se le considerará una “obligación de servicio público”, de acuerdo con la normativa europea.

---

<sup>32</sup>[http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC\\_ENERGIA\\_ELECTRICA/20140528\\_List\\_ComRef\\_BonoSocial\\_201405\\_v2.pdf](http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC_ENERGIA_ELECTRICA/20140528_List_ComRef_BonoSocial_201405_v2.pdf)



## **7) ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS:**

- 10) Esquema del sistema eléctrico
- 11) Balance eléctrico anual, España, 2013
- 12) Evolución de la demanda de electricidad en España y en la zona Euro, 2001 - 2011, (en %)
- 13) Evolución de la demanda de electricidad en el sistema peninsular, 2008 - 2012, (en %)
- 14) Evolución de la demanda de electricidad en el sistema peninsular, 2009 - 2013, (en GWh, %)
- 15) Demanda máxima de potencia instantánea peninsular, 2008 - 2012 (en MW)
- 16) Demanda máxima horaria y diaria peninsular (en MWh, GWh)
- 17) Cobertura de la demanda de electricidad peninsular anual y máxima horaria en 2012, (en %)
- 18) Cobertura de la demanda de electricidad peninsular anual y máxima horaria en 2013, (en %)
- 19) Cobertura de la demanda de electricidad anual en 2012; Islas Baleares, Islas Canarias, (%)
- 20) Potencia instalada a 31.12.2012, sistema peninsular, (en %)
- 21) Potencia instalada a 31.12.2013, sistema peninsular, (en %)
- 22) Potencia instalada a 31.12.2013; sistema peninsular, sistemas extrapeninsulares, total nacional, (en MW y variación % 2012/2013)
- 23) Variación de potencia instalada y demandada, 2003 - 2012, (en MW y %)
- 24) Curva monótona de carga, 2012, (en MW/horas)
- 25) Horas de funcionamiento medias anuales 2013 (sistema peninsular), factor de operación y factor de planta típico para cada tecnología
- 26) Factores de planta típicos para distintos tipos de centrales, (en %)
- 27) Evolución de las energías renovables y del factor de emisión, sistema peninsular, (2008 - 2012)
- 28) Mapa de interconexiones internacionales de España, intercambios físicos en 2013, (en GWh)
- 29) Saldo neto de los intercambios internacionales físicos, 2009 - 2013 (en GWh)
- 30) Evolución de los intercambios internacionales programados y físicos, 2008 - 2012, (en GWh)
- 31) Evolución de la red de transporte, 2009 - 2013
- 32) Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico
- 33) Mapa de las principales centrales eléctricas en España
- 34) Mapa de centrales nucleares en España
- 35) Mapa de centrales térmicas convencionales en España
- 36) Centrales de carbón en España
- 37) Mapa de centrales de ciclo combinado en España
- 38) Mapa de centrales hidráulicas en España (potencia instalada > 100 MW)
- 39) Potencia eólica instalada, por Comunidad Autónoma (2011)



- 40) Mapa de irradiación solar horizontal en España y en Europa
- 41) Evolución de la potencia instalada solar en España
- 42) Lista de mayores plantas fotovoltaicas en España (> 10 MW)
- 43) Lista de centrales termosolares conectadas en España, 2013
- 44) Mapa de centrales termosolares en España
- 45) Instalaciones de la red de transporte
- 46) Mapa de la red ibérica de transporte, 2013
- 47) Mapa de zonas de distribución eléctrica en España



### **6.3) Mercado interior del gas:**

En el apartado anterior acabamos de ver todo lo que es la electricidad - la configuración del sistema eléctrico y la regulación del mercado eléctrico en la UE, incluida la evolución regulatoria configurada en tres etapas, y el impacto de esta regulación en el caso concreto del mercado eléctrico español. Ahora bien, analizando el mercado energético de la UE, necesariamente hace falta dedicar un apartado también al gas natural.

Se trata de una vertiente del mercado energético igualmente importante, ya que el gas natural es también un producto básico e indispensable, sin el cual sería muy difícil de imaginárselo la vida. Se necesita del gas natural principalmente para la misma producción de la electricidad, pero también tiene uso industrial, se utiliza en el transporte, y, lo que más patente queda para los ciudadanos europeos, se utiliza a diario en el sector terciario y en las viviendas - tanto para la calefacción, ya sea la calefacción urbana centralizada o la calefacción doméstica individual, como para el calentamiento de agua y los equipos de las cocinas. En el ámbito industrial, las aplicaciones del gas natural son infinitas, por ejemplo, se puede destacar su uso en la industria petroquímica, alimentaria, siderúrgica, en la agroindustria, o para la elaboración de vidrio, cerámica, cemento, ladrillos, etc. En cuanto a la generación de electricidad, ya hemos visto que el gas natural es una fuente importante, ya que en 2014 en el conjunto de la UE contribuyó en el 15,4% a la generación bruta de energía eléctrica (lo que equivale a 490 TWh). Y si miramos los números generales, en cuanto al consumo interior bruto de energía, el gas natural en 2014 en el conjunto de la UE ocupa el segundo lugar, detrás del petróleo, con 343 Mtoe consumidos, lo que equivale al 21,4% de todas las fuentes de energía. Y en cuanto al consumo final de energía, el gas natural tiene también bastante peso, ya que en 2014 supuso el 21,6% del total (lo que son 229 Mtoe) y llegó a equiparar la electricidad.

Por lo tanto, el gas natural también forma parte inherentemente del “mix” energético europeo. Y, igualmente que en el caso de la electricidad, al nivel de la UE existe el consenso general sobre la necesidad imperativa de unificar el mercado del gas natural, introducir medidas de liberalización y asegurar el cumplimiento de las reglas de competencia. Las razones, los argumentos y los objetivos son exactamente los mismos que en el caso del mercado de la electricidad, por lo que no es necesario repetirlos en extensión.

Como bien se ha apuntado, el mercado interior del gas natural presenta las mismas (o muy parecidas) características, dificultades y necesidades de actuación que el mercado eléctrico. También se trata de un medio de suma importancia y que utilizamos diariamente no sólo en los

hogares, por lo que es considerado un servicio esencial que necesariamente tiene que adquirir la naturaleza del servicio público. También se trata de una industria de red - “*network industry*” (igualmente que en el caso de la electricidad, el gas natural es transportado y distribuido por redes especiales - si bien la electricidad utiliza tendidos eléctricos, el gas natural lo hace mediante los gaseoductos). Y la estructura del sector tradicionalmente registraba la misma configuración, con tendencias a la aparición de monopolios, y las mismas trabas a la libre competencia. Además, existe un alto grado de integración de los sectores eléctrico y gasista, ya que las mismas compañías a menudo se dedican a actividades en ambos sectores.

Por todas estas razones la instauración del mercado interior eléctrico y del gas natural tenía que ocurrir de manera simultánea, para evitar más obstaculización y retrasos en la consecución del objetivo. Por eso, el proceso de la liberalización y de la apertura de los mercados nacionales del gas natural en la UE también se diseñó, igualmente que en el caso del mercado eléctrico, en tres etapas.

Dentro de la primera etapa pertenecen dos Directivas de carácter preparatorio - la Directiva 90/377/CEE sobre la transparencia de precios, y la Directiva 91/296/CEE sobre el tránsito del gas por las grandes redes. Y en esta etapa posteriormente se aprobó la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, la cual introdujo grandes cambios al sector. Dentro del segundo paquete de medidas encontramos la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, y el Reglamento (CE) nº 1775/2005 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. Y en el tercer paquete de medidas está incluida la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE, y el Reglamento (CE) nº 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.

A continuación, se procederá al análisis de las medidas emprendidas desde la UE para la consecución del mercado interior del gas natural, que se pusieron en marcha de manera paralela al mercado de la electricidad.

### **6.3.1) Primer paquete de medidas (gas natural) - Directivas 90/377/CE, 91/296/CEE y 98/30/CE:**

Como los cambios sustanciales tenían que implantarse simultáneamente en el mercado de la electricidad y del gas natural, la primera etapa, o el primer paquete de medidas, no sólo que empezó a fraguarse al mismo tiempo, sino que además la primera de las Directivas es común tanto para la electricidad como para el gas natural. Se trata de la **Directiva 90/377/CEE del Consejo, de 29 de junio de 1990, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad**, la cual ya se introdujo en el apartado correspondiente al mercado eléctrico. Esta Directiva, como ya hemos visto, tiene un carácter preparatorio, para que las empresas pudieran adaptarse progresivamente a las medidas establecidas posteriormente. La transparencia de los precios del gas y de la electricidad es el primer paso que se dio hacia la progresiva liberalización del mercado energético de la UE, ya que justamente la transparencia de los precios es una de las condiciones que garantizan que no se falsee la competencia, y asimismo contribuye a eliminar las discriminaciones entre los consumidores. La medida consiste en la obligación de las empresas suministradoras de gas y de electricidad de comunicar a Eurostat la información relativa a los precios y a los sistemas de precios, a las condiciones de venta, y a la distribución de los consumidores por categorías y sus cuotas de mercado respectivas. La información relativa a los precios del gas y de la electricidad se tiene que proporcionar semestralmente, y la información sobre la distribución de los consumidores por categorías se emite cada dos años.

Y paralelamente al sector de la electricidad, el primer paquete de medidas contiene más disposiciones relativas al gas natural - al principio se introdujeron dos preceptos de carácter preparatorio para el sector (la mencionada Directiva 90/377/CEE sobre la transparencia de precios, pero también la Directiva 91/296/CEE sobre el tránsito del gas por las grandes redes, introducida un año después), de manera que las empresas gasistas pudieran prepararse poco a poco a los cambios que iban a venir a continuación. Y entonces finalmente, unos ocho años después de la primera Directiva sobre la transparencia de precios, se introdujo la medida que conllevó un verdadero punto de inflexión al sector del gas natural - la Directiva 98/30/CE. Las dos últimas medidas se van a incluir en el análisis ahora.

En primer lugar, la **Directiva 91/296/CEE del Consejo, de 31 de mayo de 1991, sobre el tránsito de gas natural a través de las grandes redes**, pretende regular y favorecer, igual que en el caso de la electricidad, el tránsito del gas natural por las grandes redes.



En las consideraciones preliminares de la Directiva 91/296/CEE una vez más se destaca la importancia del mercado interior único del gas natural para la consecución del mercado interior energético de la UE operativo:

*“Considerando que la realización del mercado interior único implica una mayor integración del mercado europeo de la energía; que el gas natural constituye un componente esencial del balance energético de la Comunidad (...)”<sup>116</sup>*

A continuación, se destaca lo que es el objeto mismo de la Directiva - la importancia de las redes de gasoductos de alta presión y del tránsito del gas natural por éstas, especialmente en lo que se refiere a los intercambios entre los Estados miembros. Y es que una red de gasoductos interconectada al nivel de la UE, y dentro de la cual circule gas natural entre los países de la UE de manera fluida y sin trabas, es una necesidad prioritaria para la existencia y el funcionamiento del mercado común. Los intercambios del gas natural entre las redes ya existen, pero ahora se trata de fomentarlas de manera que su volumen aumente progresivamente:

*“Considerando que entre las grandes redes de gasoductos de alta presión de los países europeos existen ya intercambios de gas natural cuya importancia crece de año (...) Considerando que los intercambios de gas natural entre grandes redes de gasoductos de alta presión tienen tal importancia que la Comisión debería tener conocimiento de forma sistemática de las solicitudes de transacciones y del curso de las mismas (...) Considerando que es posible y deseable incrementar los intercambios de gas natural entre grandes redes (...)”<sup>117</sup>*

Por lo tanto, se insta a los Estados miembros a que adopten disposiciones necesarias para facilitar en su territorio el tránsito del gas natural entre grandes redes de transporte de alta presión, teniendo especialmente en cuenta la libre competencia en cuanto a las condiciones del tránsito:

*“las condiciones de tránsito deberán ser no discriminatorias y equitativas para todas las partes interesadas, no deberán incluir disposiciones abusivas o restricciones injustificadas y no deberán poner en peligro la seguridad del suministro ni la calidad del servicio (...)”<sup>118</sup>*

---

<sup>116</sup> DIRECTIVA 91 /296/CEE DEL CONSEJO, de 31 de mayo de 1991, relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes; Diario Oficial de las Comunidades Europeas - II CONSEJO; N° L 147/37; 12. 6. 1991.

<sup>117</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

<sup>118</sup> Ibidem - Artículo 3.

Dicha Directiva sufrió modificaciones en los años posteriores, ya que se elaboraron dos Directivas conexas que tuvieron por objetivo actualizar la lista de las grandes redes de transporte de gas natural a alta presión y las entidades responsables de las mismas (incluidas en el Anexo de la Directiva 91/296/CEE). Entonces fueron aprobadas la Directiva 94/49/CE de la Comisión, de 11 de noviembre de 1994, por la que se actualiza la lista de entidades de la Directiva 91/296/CEE del Consejo relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes; y la Directiva 95/49/CE de la Comisión, de 26 de septiembre de 1995, por la que se actualiza la lista de entidades de la Directiva 91 /296/CEE del Consejo relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes.

Y, por consiguiente, la **Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural**, es la tercera medida de las que se aprobaron dentro del primer paquete, y es la que tuvo por objetivo introducir cambios de gran envergadura en el sistema y en el mercado gasista. La Directiva 98/30/CE entró en vigor en 1998 y los Estados miembros tuvieron dos años para su transposición.

El sector, ya supuestamente preparado para acometer dichos cambios después de la aplicación de las primeras dos Directivas, ahora tenía que pasar por la introducción progresiva de medidas liberalizadoras, de transformación en la estructura y la organización del sector, de introducción de competencia, y de la paulatina apertura del mercado del gas natural.

Y es que el establecimiento y el correcto funcionamiento del mercado interior del gas natural, liberalizado, abierto y competitivo, es una necesidad para la consecución del mercado interior energético en la UE, igual que lo es el establecimiento del mercado interior eléctrico. Este hecho se vuelve a resaltar, y se recoge claramente en las disposiciones iniciales de la Directiva 98/30/CE:

*“Considerando que el establecimiento de un mercado del gas natural competitivo constituye un elemento importante de la consecución del mercado interior de la energía (...)”<sup>119</sup>*

Por lo tanto, es urgente elaborar y aplicar nuevas medidas regulatorias para garantizar el establecimiento del mercado interior del gas natural, y que éste funcione correctamente:

---

<sup>119</sup> DIRECTIVA 98/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; L 204/1 ES; 21.7. 1998.

*“Considerando que actualmente es necesario tomar otras medidas con el objeto de establecer el mercado interior del gas natural (...) Considerando que se debería establecer un número determinado de normas comunes para la organización y el funcionamiento del sector del gas natural (...)<sup>120</sup>”*

Entonces, considerando todas estas cuestiones, el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea decidieron establecer normas comunes relativas a la conducción, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gas natural. Concretamente, las normas deberían referirse a la organización y funcionamiento del sector del gas natural, incluido el gas natural licuado (GNL), al acceso al mercado, al funcionamiento de las redes y a los criterios y procedimientos para otorgar autorizaciones de conducción, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural.

En el articulado de la Directiva 98/30/CE se recoge, igual que en el caso de la electricidad, la noción del servicio público, el cual podrá ser impuesto a las compañías de gas natural por parte de los Estados miembros. Las obligaciones se refieren a la seguridad, incluida la seguridad del abastecimiento, a la regularidad, a la calidad y al precio del suministro, así como a la protección del medio ambiente. Las compañías distribuidoras o suministradoras de gas natural podrán estar obligadas a abastecer del gas a determinados clientes - ya sean clientes de una zona concreta o de una categoría específica.

Luego las obligaciones de las empresas de conducción, de almacenamiento y de GNL, son las de *“mantener y desarrollar, en condiciones económicamente aceptables, instalaciones de conducción, de almacenamiento y/o de GNL seguras, fiables y eficaces, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente.”<sup>121</sup>*

Y por supuesto las empresas gasistas deben evitar todo tipo de discriminación entre los usuarios, así como todo tipo de comportamiento anticompetitivo:

*“(...) las empresas de distribución no deberán discriminar a los usuarios de la red o a categorías de usuarios de la red, en particular favoreciendo a sus empresas vinculadas.”<sup>122</sup>*

Igual que en el caso de la electricidad, el sector del gas natural también tiene que empezar a aplicar estrictamente los criterios de transparencia y de separación de cuentas. Las compañías de gas natural integradas verticalmente a partir de ahora estarán obligadas a

---

<sup>120</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

<sup>121</sup> Ibidem - Artículo 7.

<sup>122</sup> Ibidem - Artículo 10.

establecer contabilidad separada para las distintas actividades que desempeñan, así como a proceder a auditorías de dichas cuentas y publicar su contabilidad anual. En esta contabilidad también tienen que especificarse las operaciones realizadas con las empresas vinculadas. Tal y como se establece en el artículo 13:

*“Las compañías de gas natural integradas llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para sus actividades de conducción, distribución y almacenamiento de gas natural y, cuando proceda, cuentas consolidadas para sus actividades no relativas al gas, tal como se les exigiría si dichas actividades fueran realizadas por empresas distintas, a fin de evitar las discriminaciones, las subvenciones cruzadas y el falseamiento de la competencia.”<sup>123</sup>*

En cuanto al acceso a la red, puede ser o bien regulado (a través de tarifas publicadas), o bien negociado (a través de contratos de suministro, mediante acuerdos comerciales voluntarios entre las empresas de gas natural y los clientes cualificados<sup>124</sup>). En todo caso, el acceso a la red tiene que ser transparente y no discriminatorio.

Y, por último, se prevé la progresiva apertura del mercado del gas natural, ampliando la categoría de los clientes cualificados, de manera que ésta abarque cada vez más clientes finales. Inicialmente cumplían el criterio solo las centrales productoras de electricidad y los clientes que consumían más de 25 millones de metros cúbicos de gas al año. Los Estados miembros para este fin podrán modificar la definición de los clientes cualificados, para incluir en esta categoría a más usuarios. El objetivo es el de ampliar lo antes posible el número de los clientes cualificados, para conseguir la apertura del mercado como mínimo en un 20 % del consumo total anual de gas dentro de cada Estado miembro. Cinco años después de la entrada en vigor de la Directiva 98/30/CE la apertura tiene que ser del 28% del consumo total anual de gas del mercado nacional. Para conseguir esto, se reducirá a 15 millones de metros cúbicos al año el umbral de consumo para determinar a un cliente como cualificado. Y diez años después de la entrada en vigor de la Directiva, la apertura de los mercados tiene que ser como mínimo del 30 % del consumo total anual de gas, reduciendo a 5 millones de metros cúbicos al año el consumo necesario del cliente denominado como cualificado.

---

<sup>123</sup> Ibidem - Artículo 13 (Separación y transparencia de las cuentas).

<sup>124</sup> Los clientes cualificados son aquellos que tengan capacidad jurídica para contratar o adquirir gas natural. Sobre todo se trata de las centrales productoras de electricidad, pero también de otros clientes finales que consuman más de 25 millones de metros cúbicos de gas al año calculados según el consumo de cada instalación.

En la Tabla nº 41 se recogen de manera esquemática las principales novedades introducidas en el primer paquete de medidas relativas al sector del gas natural en la UE.

**Tabla 41) Primer paquete de medidas - mercado del gas natural, UE:**

Establecimiento del mercado interior del gas natural en la unión europea
Etapas directivas y medidas liberalizadoras
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Directiva 90/377/CEE del Consejo: transparencia de los precios del gas aplicables a los consumidores industriales finales</li> <li>• Directiva 91/296/CEE del Consejo: favorece el tránsito de gas natural a través de las grandes redes</li> </ul> <p>• Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo: sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Establece normas comunes relativas a la conducción, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gas natural. Define las normas de organización y funcionamiento del gas natural incluido el gas natural licuado (GNL), el acceso al mercado y el funcionamiento de las redes.</p> <p>- Normas generales de organización del sector: Los estados miembros podrán imponer a las compañías de gas natural obligaciones de servicio público de interés económico general (referidas a la seguridad, regularidad, calidad y precio del suministro, y protección del medio ambiente).</p> <p>Entendiendo por compañía de gas natural a cualquier persona física o jurídica que realice al menos una de las actividades siguientes: producción, conducción, distribución, suministro, compra o almacenamiento de gas natural incluido el GNL.</p> <p>Conducción, almacenamiento y GNL: las empresas que realizan estas actividades no deberán discriminar entre los usuarios de la red, favoreciendo a sus empresas vinculadas.</p> <p>- Distribución y suministro: los estados miembros podrán imponer a las empresas distribuidoras o suministradoras la obligación de abastecer a los clientes situados en una zona determinada o pertenecientes a una determinada categoría. La tarifa podrá regularse, para asegurar la igualdad de trato.</p> <p>- Separación y transparencia de cuentas: las compañías de gas natural integradas llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para sus actividades de conducción, distribución y almacenamiento de gas natural, y cuentas consolidadas para sus actividades no relativas al gas.</p> <p>- Acceso a la red: podrán optar entre dos procedimientos</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1- Acceso negociado: las empresas de gas natural y los clientes cualificados, que se encuentren dentro o fuera del territorio que abarque la red interconectada, pueden negociar el acceso a ésta para celebrar contratos de suministro mediante acuerdos comerciales voluntarios.</li> <li>2- Acceso regulado: Los clientes cualificados tendrán derecho al acceso, pagando por ello las tarifas publicadas para la utilización de la red.</li> </ol> <p>- Apertura de mercados: los estados miembros especificarán los clientes cualificados que tengan capacidad para contratar o adquirir gas natural.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1- Año 1998: Inicialmente se consideran cualificados las centrales productoras de electricidad y otros clientes finales que consuman más de 25 millones de m<sup>3</sup> de gas al año calculados según el consumo de cada instalación. Apertura de 20% del consumo total anual de gas del mercado nacional (Si la apertura fuese mayor de 30%, se podrá modificar la definición de clientes cualificado hasta alcanzar 30% de apertura)</li> <li>2- Cinco años después entrada en vigor de la directiva: Consumidores cualificados con un consumo de 15 millones de m<sup>3</sup>. Apertura 28% (38% si en la primera etapa era de 30%)</li> <li>3- Diez años después de la entrada en vigor de la directiva: Consumidores de 5 millones de m<sup>3</sup>. Apertura de 33% (43% si se inicia la apertura en 30%)</li> </ol>

Fuente: MEZQUITA GARCÍA, Yolanda. *El Mercado de energía en la Unión Europea*. Comisión Nacional de Energía, Madrid, 2006.



### **6.3.2) Segundo paquete de medidas (gas natural) - Directiva 2003/55/CE, Reglamento (CE) nº 1775/2005:**

En el apartado correspondiente a las medidas relativas al mercado eléctrico hemos visto que la primera etapa, o el primer paquete de medidas, ha supuesto un avance importante hacia la consecución del mercado energético interior, pero que no ha sido suficiente, por lo que había que proseguir adoptando más medidas y profundizar en los cambios.

En el sector del gas natural, ocurrió exactamente lo mismo, y el resultado es que siete años más tarde se procedió a la aprobación de una nueva Directiva, la **Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE**. La nueva Directiva subraya la importancia de su antecesora, la cual ha supuesto una contribución significativa para la creación del mercado interior del gas natural, y una experiencia valiosa que ha puesto de manifiesto las ventajas que el mercado interior del gas puede conllevar - sobre todo una mayor eficiencia, mayor competitividad, reducciones de los precios, mejora de la calidad del servicio, etc. Pero, a pesar del impacto positivo que ha tenido la Directiva 98/30/CE, siguen apareciendo deficiencias, por lo que sigue existiendo la necesidad de ir más allá en la reglamentación:

*“Sin embargo, subsisten deficiencias importantes y es posible mejorar el funcionamiento de este mercado, en particular son necesarias medidas concretas para garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la producción y para reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y prácticas abusivas, garantizando así tarifas de transporte y distribución no discriminatorias mediante un acceso a la red basado en tarifas publicadas antes de su entrada en vigor, y velando por la protección de los derechos de los pequeños clientes y de los clientes vulnerables.”<sup>125</sup>*

Entonces se destaca que, a pesar de recoger e incluir las principales medidas ya introducidas, es necesario reformular en esta nueva Directiva algunas de las disposiciones existentes y añadir otras nuevas - sobre todo las relativas a la profundización en la apertura del mercado de gas natural europeo. De esta manera se pretende acelerar la liberalización del mercado y mejorar el funcionamiento competitivo.

---

<sup>125</sup> DIRECTIVA 2003/55/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE; Diario Oficial de la Unión Europea; L 176/57 ES; 15.7.2003.

Ya en el articulado de la nueva Directiva 2003/55/CE, en primer lugar, se traza el ámbito de aplicación de ésta, el cual es el establecimiento de normas comunes relativas al transporte, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gas natural. Y a continuación se define que la Directiva tendrá por objeto:

*“(…) las normas relativas a la organización y funcionamiento del sector del gas natural, al acceso al mercado y a los criterios y procedimientos que deberán aplicarse para otorgar autorizaciones de transporte, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural y de explotación de las redes.”*

Y se especifica que las normas establecidas en la Directiva *“en relación con el gas natural, incluido el gas natural licuado (GNL), también serán aplicables al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en la red de gas natural y transportarlos por ella.”*<sup>126</sup>

Entre las disposiciones que contiene la Directiva, en primer lugar, aparecen las relativas a las obligaciones de servicio público por parte de las empresas gasistas, y la protección del cliente. Se sigue en la senda de la posibilidad de imponer por parte de los Estados miembros la obligación del servicio público a las compañías gasistas, en favor del interés económico general. Esta obligación de servicio público se refiere a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética y la protección del clima. Se hace especial referencia a la transparencia, a la no discriminación y a la igualdad de condiciones para los consumidores. La protección de los clientes, y sobre todo de los consumidores vulnerables, es necesaria - evitar las posibles interrupciones de suministro, garantizar el suministro en zonas apartadas, velar por contratos transparentes y que contengan toda la información pertinente, establecer e informar sobre los mecanismos de resolución de conflictos, asegurar la posibilidad para los clientes cualificados de cambiar de suministrador, etc.

Igualmente, que en la Directiva 2003/54/CE relativa al mercado eléctrico, en el mercado gasista también se insiste en la designación de los gestores de redes, para evitar de esta manera el comportamiento anticompetitivo por parte de las empresas del gas natural integradas verticalmente, y para garantizar unas normas mínimas de seguridad de suministro, eficacia y equilibrio económico, y de protección de medio ambiente. Los Estados miembros deben designar tanto los gestores (uno o varios) de las redes tanto de transporte, como de distribución.

---

<sup>126</sup> Ibidem - Artículo 1 (Ámbito de aplicación y definiciones).

En ambos casos los gestores de las redes deben *“explotar, mantener y desarrollar, en condiciones económicamente aceptables, una red segura, fiable y eficaz, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente”*; en ambos casos los gestores tienen que abstenerse de cualquier tipo de *“discriminaciones entre usuarios de la red o categorías de usuarios de la red, en particular en favor de sus empresas vinculadas<sup>127</sup>”*; deben proporcionar a otros gestores de las redes, así como a los clientes, toda la información que necesiten; deben garantizar el equilibrio de las redes; y deben actuar de manera objetiva, transparente y no discriminatoria.

Tanto los gestores de las redes de transporte, como los gestores de las redes de distribución, tienen que ser totalmente independientes de las demás actividades que no sean el transporte, o la distribución, respectivamente (al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones). En el caso de pertenecer a una empresa integrada verticalmente, tiene que procederse a una separación contable, como si las distintas actividades fueran llevadas por distintas empresas. (Aunque no se introduce la separación de la propiedad de los activos.) Finalmente, es posible no exigir la aplicación de las normas de separación a las compañías de gas natural integradas que suministren gas a menos de 100.000 clientes conectados. Asimismo, se prevé la posibilidad de la explotación combinada de actividades de transporte, GNL, almacenamiento y distribución por un gestor de red, siempre que dicho *“gestor de red que sea independiente, en cuanto a personalidad jurídica, organización y capacidad de decisión, de las demás actividades no relacionadas con la explotación de la red de transporte, GNL, almacenamiento y distribución<sup>128</sup>”*.

En cuanto al acceso de terceros a las redes (ATR) de transporte y distribución y a las instalaciones de GNL, éste será regulado y basado en tarifas publicadas, aplicadas de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red. Las tarifas serán aplicables a todos los clientes cualificados, incluidas las empresas de suministro. Asimismo, las tarifas y las metodologías de cálculo tienen que ser aprobadas por la autoridad reguladora y publicadas antes de su entrada en vigor. Luego para el acceso a las instalaciones de almacenamiento y al gas almacenado en los gaseoductos, o en el caso de acceso a servicios auxiliares, los Estados miembros pueden optar por la modalidad del acceso de terceros negociado, siempre y cuando sea necesario desde un punto de vista técnico o económico.

Las autoridades reguladoras, igual que en el caso del mercado de la electricidad, deberán desempeñar un papel importante en la liberalización del sector gasista. Los Estados

---

<sup>127</sup> Ibidem - Artículo 8 (Funciones de los gestores de redes) y Artículo 12 (Funciones de los gestores de redes de distribución).

<sup>128</sup> Ibidem - Artículo 15 (Explotación combinada).

miembros tienen que designar una autoridad reguladora nacional (o varias), independientes de los intereses del sector del gas natural. *“Garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mercado”<sup>129</sup>*, son las principales tareas de las autoridades reguladoras. También se encargarán de supervisar las normas de gestión y asignación de capacidad de interconexión; los mecanismos de resolver la congestión de la capacidad; la separación efectiva de las cuentas; la publicación de información por parte de los gestores de redes de transporte y distribución sobre las interconexiones; la utilización de la red y la asignación de capacidades; etc.

Y, por último, pero perteneciendo entre las medidas más importantes, se introduce un calendario de apertura del mercado del gas natural en la UE. Los Estados miembros estarán obligados a garantizar la apertura a los clientes considerados como cualificados en la previa Directiva 98/30/CE hasta el 1 de julio de 2004; a partir del 1 de julio de 2004 a todos los clientes no domésticos; y a partir del 1 de julio de 2007 a todos los clientes.

La entrada en vigor de la Directiva 2003/54/CE se prevé para el 1 de julio de 2004.

El siguiente precepto legislativo adoptado dentro del segundo paquete de medidas relativas al mercado interior del gas natural, es el **Reglamento (CE) nº 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural**. Las disposiciones contempladas en este Reglamento, relativas a las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas, completan las disposiciones de la Directiva 2003/55/CE. El Reglamento, aprobado dos años después de la Directiva entonces vigente, tiene por objeto subsanar algunas deficiencias y salvar las barreras que siguen obstaculizando la plena realización del mercado interior, así como garantizar un grado satisfactorio de armonización técnica. En particular, el Reglamento tiene el fin de introducir:

*“normas técnicas adicionales, en particular relativas a los servicios de acceso de terceros, los principios del mecanismo de asignación de capacidad, los procedimientos de gestión de la congestión y los requisitos de transparencia.”<sup>130</sup>*

---

<sup>129</sup> Ibidem - Artículo 25 (Autoridades reguladoras).

<sup>130</sup> REGLAMENTO (CE) nº 1775/2005 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 28 de septiembre, de 2005 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural; Diario Oficial de la Unión Europea; L 289/1 ES; 3.11.2005.

El Reglamento, concretamente, quiere establecer normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, para lo cual prevé:

*“la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red, o las metodologías para el cálculo de las mismas, el establecimiento de servicios de acceso de terceros, y de los principios armonizados de asignación de la capacidad y de gestión de la congestión, el establecimiento de requisitos de transparencia, normas y tarifas de balance, y facilitar el comercio de capacidad.”<sup>131</sup>*

Con esto se cierra el panorama de la segunda etapa de medidas importantes introducidas para liberalizar y abrir el mercado interior del gas natural europeo competitivo, lo cual asimismo tiene que contribuir a la consecución del mercado interior energético al nivel de la UE. Las principales novedades se resumen en la siguiente Tabla nº 42:

**Tabla 42) Segundo paquete de medidas - mercado del gas natural, UE:**

Establecimiento del mercado interior del gas natural en la unión europea	
Etapas directivas y medidas liberalizadoras	
Segunda etapa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo: sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE. Los estados miembros han tenido de plazo hasta el 1 de julio de 2004 para transponer las medidas contenidas en la directiva a sus legislaciones nacionales.</li> <li>- Recoge las principales medidas incluidas en la Directiva 98/30/CE pero profundiza en algunos aspectos sustanciales del proceso de apertura del mercado eléctrico europeo. Fija la apertura del mercado para todos los consumidores no domésticos a más tardar a partir del 1 de julio de 2004 y para los consumidores domésticos a partir del 1 de julio de 2007.</li> <li>• Reglamento (CE) Núm. 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo: sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.</li> <li>- Tiene por objeto establecer normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. Dicho objetivo incluye la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red, o las metodologías para el cálculo de las mismas, el establecimiento de servicios de acceso de terceros y de los principios armonizados de asignación de la capacidad y de gestión de la congestión, el establecimiento de requisitos de transparencia, normas y tarifas de balance, y facilitar el comercio de capacidad.</li> </ul>

Fuente: MEZQUITA GARCÍA, Yolanda. *El Mercado de energía en la Unión Europea*. Comisión Nacional de Energía, Madrid, 2006.

<sup>131</sup> Ibidem - Artículo 1 (Contenido y ámbito de aplicación).



### **6.3.3) Tercer paquete de medidas (gas natural) - Directiva 2009/73/CE, Reglamento (CE) nº 715/2009:**

La tercera etapa, o el tercer paquete de medidas relativas al mercado interior del gas natural, presenta de nuevo similitud con el caso del mercado eléctrico. De hecho, los dos paquetes tienen muchos puntos en común. Tanto en lo que se refiere a las críticas y a los argumentos para proceder a una reformulación de los objetivos en una nueva Directiva y un nuevo Reglamento, como en lo que se refiere al contenido de la nueva regulación establecida para subsanar las deficiencias mencionadas. (Por lo tanto, las cuestiones contenidas en el tercer paquete que tienen los dos mercados en común, no se tratarán con más detalle en este apartado, dado que ya han sido objeto de análisis en el apartado relativo al mercado eléctrico.)

Para resumir, la Directiva 2003/55/CE sobre el mercado interior del gas natural ha sido un paso adelante muy importante hacia la consecución del mercado común del gas, ha supuesto un gran avance hacia la liberalización del mercado, ha introducido medidas de apertura a la competencia y de protección de los clientes. Pero el impacto todavía no ha sido el esperado, aún no se ha conseguido el grado de apertura deseado, y el nivel de competencia también sigue siendo susceptible de mejoras. Concretamente, la acusación es que todavía:

*“(…) existen obstáculos para la venta de gas en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja de ningún tipo en la Comunidad. En particular, no existe todavía un acceso a la red no discriminatorio ni tampoco un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro.”<sup>132</sup>*

Se han elaborado cuatro documentos importantes que analizan los logros y las deficiencias de la Directiva 2003/55/CE sobre el mercado interior del gas natural, pero también de la Directiva 2003/54/CE sobre el mercado interior de electricidad. Dichos textos destacados tratan a los mercados de electricidad y de gas a la vez, ya que la similitud entre estos dos queda patente. Se trata de:

- Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, “Una política energética para Europa” COM (2007) 1 final;
- Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad” COM (2006) 841 final;

---

<sup>132</sup> DIRECTIVA 2009/73/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE; Diario Oficial de la Unión Europea; L 211/94 ES; 14.8.2009.

- Comunicación de la Comisión, de 10 de enero de 2007, *“Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)”* COM (2006) 851;
- Comunicación de la Comisión, de 11 de marzo de 2009, al Consejo y al Parlamento Europeo, *“Informe sobre los progresos realizados en la creación del mercado interior del gas y de la electricidad”* COM (2009) 115.

Los cuatro textos ya se han visto en el apartado relativo a la electricidad, ya que todos ellos analizan (y critican) el mercado energético de la UE como un todo, por lo que necesariamente dedican el mismo énfasis al mercado del gas que al mercado de la electricidad.

Por todas las razones mencionadas se ha tenido que proceder a la reformulación de lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE en un nuevo texto, resaltando las medidas conducentes a la subsanación de las deficiencias, y añadiendo otras medidas nuevas y de mayor alcance. El resultado es la aprobación de la **Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE**. La nueva Directiva se basa en las disposiciones de su predecesora, pero haciendo hincapié en varios preceptos nuevos allí, donde siguen existiendo obstáculos para la competencia efectiva, o donde siguen apareciendo desventajas y discriminación de los clientes o en cuanto al acceso de terceros a la red.

En primer lugar, igual que en la Directiva anterior, se desarrollan las obligaciones de servicio público y la protección del cliente, manteniendo la posibilidad para los Estados miembros de imponer a las empresas gasistas las obligaciones de servicio público, sobre todo en relación con la seguridad, incluida la seguridad del suministro, la regularidad, la calidad y el precio, así como la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética. También se mantiene la necesidad de proteger a los clientes finales y, en particular, a los clientes vulnerables (aparece por primera vez la mención de la “pobreza energética”) y en zonas apartadas, y se destaca la prohibición de desconexión de dichos clientes del suministro en períodos críticos. También aparecen medidas de protección de los consumidores, sobre todo en lo que se refiere a la transparencia de los contratos, la información disponible acerca de las tarifas y precios, acerca del consumo real, y acerca de los procedimientos de resolución de conflictos. (Las Medidas de Protección del Consumidor se especifican en el Anexo I de la Directiva.) Una novedad es que los Estados miembros ahora deben garantizar a los clientes la posibilidad de obtener gas de cualquier proveedor, con independencia del Estado en que esté registrado. Y también la posibilidad de cambiar de proveedor, si así lo desean, y que el cambio se

efectúe en un plazo de tres semanas. Asimismo, los Estados miembros tienen que crear “*puntos de contacto únicos para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio*”<sup>133</sup>, así como la figura de un defensor del pueblo para la energía.

Se prevé también la supervisión de la seguridad del suministro por parte de los Estados miembros, los cuales estarán obligados a supervisar los aspectos relacionados con ésta (pudiendo encomendar esta labor a las agencias reguladoras nacionales). Los Estados miembros luego tendrán que publicar anualmente los resultados de las supervisiones - sobre todo el equilibrio entre la oferta y la demanda, el nivel de demanda prevista y de suministros disponibles, las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, etc. - junto con las medidas adoptadas al respecto. Finalmente se menciona la necesidad de cooperación entre los Estados miembros para fomentar la solidaridad regional y bilateral en aras de la seguridad del abastecimiento.

A continuación, se hace referencia a la necesidad de una armonización de normas técnicas para garantizar de esta manera la seguridad y la interoperabilidad de las redes. Dichas normas técnicas deben establecer requisitos técnicos mínimos de diseño y funcionamiento de conexiones a la red de instalaciones de GNL, instalaciones de almacenamiento, otras redes de transporte o de distribución, y líneas directas. Las normas deben comunicarse a la Comisión.

La separación efectiva es el siguiente punto importante a tratar - tanto en lo que se refiere a las redes de transporte, como de distribución. Es una cuestión de importancia vital, ya que:

*“Sin una separación efectiva entre las redes y las actividades de producción y suministro («separación efectiva»), existe un riesgo de discriminación, no solo en la explotación de la red sino también en lo que se refiere a los incentivos de las empresas integradas verticalmente para invertir adecuadamente en sus redes. Las normas sobre separación jurídica y funcional contempladas en la Directiva 2003/55/CE no han llevado sin embargo a una separación efectiva de los gestores de redes de transporte. Por consiguiente, en su reunión del 8 y 9 de marzo de 2007, el Consejo Europeo invitó a la Comisión a preparar propuestas legislativas para la*

---

<sup>133</sup> DIRECTIVA 2009/73/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE; Diario Oficial de la Unión Europea; L 211/94 ES; 14.8.2009. Artículo 3.

*separación efectiva entre las actividades de suministro y producción y la explotación de las redes.*<sup>134</sup>”

El siguiente aspecto regulado por la Directiva, por lo tanto, es la separación de las redes de transporte y de los gestores de red de transporte. Se dispone que las empresas propietarias de las redes de transporte actuarán como los gestores de estas redes de transporte, siempre que sean aprobadas y designadas como gestor de la red de transporte y que hayan obtenido una certificación de la autoridad reguladora nacional de conformidad con los requisitos de independencia. En el caso de tratarse de una empresa verticalmente integrada, el procedimiento es distinto, existiendo tres opciones de garantizar la independencia. La separación patrimonial es el tipo de separación más efectivo, según la Comisión, pero no es exigible sino opcional (por las mismas razones que no se exige la separación patrimonial de las empresas eléctricas integradas verticalmente). Entonces el Estado miembro, si no desea optar por la separación patrimonial, o bien puede designar a un gestor de red independiente a propuesta del propietario de la red de transporte, o bien se puede establecer un gestor de transporte independiente (exactamente igual que en el caso de la electricidad). La lista de los gestores de las redes de transporte designados por los Estados miembros se tendrá que comunicar a la Comisión y se publicará en el Diario Oficial de la Unión Europea. En el caso de las instalaciones de almacenamiento o de GNL, se designará uno o más gestores de almacenamientos y de redes de GNL. Las obligaciones de los gestores de las redes de transporte, de almacenamientos y/o de las redes de GNL luego se mantendrán prácticamente las mismas - se tienen que encargar sobre todo de explotar, mantener y desarrollar las redes para que éstas sean seguras, fiables y eficientes; tienen que asegurar un mercado abierto; tienen que tener en cuenta el medioambiente; tienen que cumplir las obligaciones de servicio público; tienen que proporcionar a otros gestores de redes y a los usuarios toda la información que necesiten; tienen que construir suficiente capacidad transfronteriza; y también tienen que abstenerse de discriminar entre usuarios o categorías de usuarios de la red, en particular en favor de sus empresas vinculadas. Estas normas deberán ser aplicadas por parte de los Estados miembros a partir del 3 de marzo de 2012.

En cuanto a las redes de distribución, se procede igualmente a la necesaria designación de gestores de redes de distribución independientes. Los Estados miembros tendrán que designar (o pedir a las empresas propietarias de la red que designen) uno a varios gestores, los cuales tendrán que ser independientes, sobre todo si se trata de una empresa integrada verticalmente - en este caso tiene que haber independencia de las demás actividades no

---

<sup>134</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

relacionadas con la distribución, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones (por ejemplo, el personal encargado no podrá participar en la estructura de la empresa integrada verticalmente, el gestor deberá disponer de suficientes medios y de capacidad de decisión efectiva, la sociedad matriz no podrá interferir en las decisiones de inversión en mejoras o en construcción de nuevas líneas de red, etc.) Las autoridades reguladoras nacionales son las que deberán controlar el efectivo cumplimiento de estas disposiciones. Pero también se mantiene la posibilidad de no aplicarlas a las empresas integradas verticalmente que abastezcan a menos de 100.000 clientes conectados. Y se prevé la opción de establecer redes de distribución cerradas (en zonas industriales apartadas, sin clientes domésticos conectados) y de la explotación combinada (cuando una empresa explota redes de transporte, distribución, almacenamiento o GNL conjuntamente) - en estos casos las condiciones pueden rebajarse en el sentido de no la aplicación de algunos de los preceptos. Las funciones y las obligaciones de los gestores de las redes de distribución luego son las de *“explotar, mantener y desarrollar, en condiciones económicamente aceptables, una red segura, fiable y eficaz en su zona, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente y la eficiencia energética”*; asimismo el gestor tiene que proporcionar toda la información necesaria a otros gestores de redes y a los usuarios; y sobre todo, el gestor de la red de distribución *“no ejercerá ningún tipo de discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red, en particular en favor de sus empresas vinculadas”*<sup>135</sup>.

En todo caso, la separación de cuentas es una obligación tanto para los gestores de las redes de transporte, como para los gestores de redes de distribución, los gestores de almacenamientos y de redes de GNL. La contabilidad tiene que ser llevada como si se tratase de empresas distintas de la empresa matriz, y tiene que ser pública para que el Estado miembro o la autoridad reguladora puedan acceder a la información (aunque, por supuesto, se preserva el carácter confidencial de alguna información). Dicha separación contable sin embargo no establece la obligación de separación de activos de las empresas.

La organización del acceso a las redes es otra cuestión que necesita ser tratada en la Directiva 2009/73/CE. El acceso de terceros a las redes (ATR) tiene que estar asegurado por parte de los Estados miembros, para que los clientes cualificados, incluidas las empresas de suministro, puedan acceder a las redes de transporte y distribución y a las instalaciones de GNL. El acceso a las redes de transporte tiene que asegurarse también para otros gestores de redes de transporte, cuando se trate por ejemplo de conexiones transfronterizas. El acceso tiene que estar

---

<sup>135</sup> Ibidem - Artículo 25 (Funciones de los gestores de redes de distribución).



basado en tarifas (o al menos en las metodologías de cálculo de las tarifas) aprobadas antes de su entrada en vigor y publicadas. Se prohíbe, por supuesto, cualquier tipo de discriminación entre los usuarios de la red. Y en cuanto al acceso al almacenamiento, se mantiene que el acceso a las instalaciones de almacenamiento y al gas almacenado en los gaseoductos puede ser o bien regulado (a través de las tarifas), o bien negociado (a través de contratos voluntarios entre los clientes cualificados y las empresas gasistas). Las empresas de gas natural podrán denegar el acceso a las redes solamente si existe falta de capacidad o si el acceso les imposibilitaría cumplir con las obligaciones del servicio público.

Las disposiciones concernientes a la apertura del mercado, reguladas en el artículo 37 de la Directiva 2009/73/CE, pretenden garantizar el cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva anterior. Como ya se ha visto, lo que se prevé es, por igual que en el caso de la apertura del mercado de la electricidad, abrir el mercado al 100% en tres pasos consecutivos. Se insiste en la redefinición del concepto del cliente cualificado, para que éste abarque:

- hasta el 1 de julio de 2004, a los clientes cualificados mencionados en el artículo 18 de la Directiva 98/30/CE (5 millones de metros cúbicos de gas natural consumidos al año - el umbral más bajo);
- a partir del 1 de julio de 2004, a más tardar, a todos los clientes no domésticos;
- a partir del 1 de julio de 2007, a todos los clientes.

Y, por último, se dedica un capítulo a las autoridades reguladoras nacionales. La novedad es que, a partir de ahora, cada Estado miembro tiene que designar una única autoridad reguladora a nivel nacional (sin perjuicio de las autoridades reguladoras regionales - aunque éstas tienen que estar subordinadas a la autoridad nacional, ya que solamente esta última puede representar al Estado miembro en cuestión). La autoridad reguladora nacional tiene que ser independiente, imparcial y obrar de manera transparente. Para esto es necesario que *“pueda tomar decisiones autónomas, con independencia de cualquier órgano político y tenga dotaciones presupuestarias anuales separadas con autonomía en la ejecución del presupuesto asignado, así como recursos humanos y financieros adecuados para el cumplimiento de sus obligaciones”*<sup>136</sup>. Las funciones de las autoridades reguladoras nacionales serán las de promover el mercado interior del gas natural competitivo, seguro y sostenible ambientalmente; abrir el mercado de manera efectiva a todos los clientes y suministradores comunitarios; garantizar las condiciones adecuadas para que las redes de gas funcionen de modo

---

<sup>136</sup> Ibidem - Artículo Artículo 39 (Designación e independencia de las autoridades reguladoras).

eficaz y fiable; eliminar las restricciones al comercio de gas natural entre los Estados miembros; desarrollar la capacidad de transporte transfronterizo adecuada; no ejercer ningún tipo de discriminación entre los usuarios de la red; facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de producción (sobre todo para el gas procedente de fuentes de energía renovables); promover una competencia efectiva y contribuir a garantizar la protección del consumidor; contribuir a alcanzar un alto nivel de servicio público; etc. Por su parte, las obligaciones de las agencias reguladoras nacionales serán las de establecer o aprobar las tarifas de transporte o distribución (o las metodologías); asegurar el cumplimiento de lo dispuesto en esta Directiva (sobre todo por parte de los gestores de las redes de transporte y distribución); cumplir y aplicar las decisiones de la Comisión y de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) creada por el Reglamento (CE) nº 713/2009; cooperar en cuestiones transfronterizas con ésta y entre sí; presentar informes anuales sobre sus actividades a la Comisión y a la ACER; controlar el nivel de transparencia; supervisar la aparición de prácticas contractuales restrictivas; supervisar y revisar las condiciones de acceso al almacenamiento; etc.

Finalmente, la Directiva 2009/73/CE deroga la Directiva 2003/55/CE y entrará en vigor a partir del 3 de marzo de 2011.

Dentro del tercer paquete de medidas pertenece, aparte de la Directiva mencionada, de manera análoga al segundo paquete de medidas, y de manera similar a lo ocurrido en el caso del mercado de electricidad, también un Reglamento que regula las cuestiones relativas a las condiciones de acceso a las redes de transporte. Concretamente, el 13 de julio de 2009 se aprobó el **Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005**. Dicho Reglamento, igual que su antecesor, tiene la finalidad de completar la Directiva correspondiente en cuanto a unas cuestiones concretas, que deberían ayudar a paliar los problemas y los obstáculos que siguen persistiendo a la hora del establecimiento de una competencia efectiva en el acceso a las redes de transporte. Por eso, el Reglamento desarrolla una serie de normas sobre las redes de transporte de gas natural, los almacenamientos de gas y las instalaciones de gas natural licuado (GNL), como por ejemplo: la certificación de los gestores de redes de transporte; la asignación de capacidad, la gestión de la congestión y el comercio de derechos de capacidad; los servicios de acceso de terceros en relación con los gestores de redes de transporte y en relación con las instalaciones de

almacenamiento y de GNL; los requisitos de transparencia aplicables a los gestores de redes de transporte; los registros llevados por los gestores de redes; el establecimiento de los códigos de red; pero también los criterios de fijación de las tarifas de acceso a la red. Entre las disposiciones de este Reglamento de mayor alcance pertenece la creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (REGRT de Gas) - en inglés *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSOG). Como se dispone en el artículo 4:

*“Todos los gestores de redes de transporte cooperarán a nivel comunitario a través de la REGRT de Gas, a fin de promover la construcción y el funcionamiento del mercado interior del gas natural y del comercio transfronterizo, y de garantizar la gestión óptima, una explotación coordinada y la evolución técnica adecuada de la red europea de transporte de gas natural.”<sup>137</sup>*

En el Reglamento se establece que los gestores de redes de transporte de gas tendrán que entregar a la Comisión y a la ACER el proyecto de estatutos de la REGRT de gas, la lista de sus miembros y el proyecto de reglamento interno, a más tardar el 3 de marzo de 2011. (Está previsto que la Comisión a continuación emitirá su dictamen, y a los tres meses siguientes los gestores de redes de transporte establecerán la REGRT de Gas, y aprobarán y publicarán sus estatutos y su reglamento interno.) Las tareas de la nueva REGRT de Gas serán las de elaborar los códigos de red (por ejemplo, las normas de seguridad y fiabilidad de la red, de conexión a la red, de interoperabilidad, de intercambio de datos, etc.); garantizar la coordinación de la operación de la red; elaborar un plan decenal de desarrollo de la red en el ámbito comunitario; adoptar unas perspectivas anuales de suministro para invierno y verano, etc.

En resumen, el tercer paquete de medidas relativas al mercado interior del gas natural, formado por la Directiva 2009/73/CE y por el Reglamento (CE) nº 715/2009, ha supuesto la introducción de preceptos liberalizadores y de establecimiento de una competencia efectiva, con el fin de garantizar el mercado energético interior en el seno de la Unión Europea.

---

<sup>137</sup> REGLAMENTO (CE) nº 715/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005; Diario Oficial de la Unión Europea; L 211/36 ES; 14.8.2009. Artículo 4 - Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas.

## **Capítulo 7: La competencia en el sector energético de la UE y sus problemas**

A lo largo de las páginas de esta Tesis hemos oído hablar en infinitas ocasiones de la competitividad, como de uno de los tres objetivos fundamentales de la Política Energética de la Unión Europea, y de la competencia efectiva en el mercado energético de la UE, como de una condición necesaria para el pleno funcionamiento del mercado interior. Ahora cabe centrarnos con más detenimiento en la competencia en sí, y dedicar el espacio correspondiente a este importante aspecto que, en el caso concreto del mercado energético, presenta unas cuantas particularidades y dificultades.

Por lo tanto, el presente Capítulo se dedicará íntegramente a la competencia - tanto en términos generales, introduciendo y estudiando el concepto, como en términos concretos, concernientes al mercado energético de la UE en particular.

Primero se hará un breve recorrido, a modo de introducción, por los principales argumentos a favor de la existencia de la competencia en los mercados - su papel, sus aportaciones y beneficios, sus implicaciones. En resumidas cuentas, se verá por qué y de qué modo es necesario defender la competencia. Pero también se mencionarán las principales conductas contrarias a la competencia.

Luego se procederá al análisis de la evolución de las actuaciones que emprendió la UE en aras de introducir la competencia en el acervo comunitario y para garantizar su efectiva observancia. Para este fin se analizará el papel de la competencia en los tratados fundacionales (el tratado CECA y el TCEE) y se estudiarán varios Reglamentos que desarrollan distintos aspectos de la competencia (entre los más importantes - el Reglamento 17/62, el Reglamento 1/2003 y el Reglamento 139/2004). Y finalmente se verá la configuración actual de los fundamentos jurídicos de la competencia en la UE (artículos 101 - 109 del TFUE).

Seguidamente se hará un análisis de los principales problemas relacionados con la competencia en el particular caso del mercado energético europeo. Para esto se procederá, después de un breve resumen teórico (que ya se ha introducido en el Capítulo 6.1. dedicado a la importancia, las razones y los objetivos de la actuación de la UE en relación con la configuración del mercado energético europeo), a descender a la realidad del mercado de la electricidad y del gas natural. Se estudiarán dos variables relativas a la competencia en los respectivos mercados,

cuyo valor informativo es sin duda significativo - la concentración del mercado (el número de las principales empresas que operan en los respectivos mercados nacionales de los Estados miembros, y sus cuotas de mercado) y la evolución de los precios de la electricidad y del gas natural (tanto para los consumidores industriales, como domésticos).

Finalmente se verá la Comunicación de la Comisión COM (2006) 851 final, la cual traza la investigación sobre la competencia en los mercados del gas natural y de la electricidad en la UE. Y se mencionará el Informe de la Comisión COM (2016) 752 final, el cual resume la investigación sectorial que se llevó a cabo para inspeccionar los mecanismos de capacidad. Allí se nos brindará la posibilidad de ver, desde el punto de vista de la Comisión, hasta qué punto la competencia es o no es efectiva en el seno de los mercados energéticos de la UE, y de qué deficiencias adolecen.

Con esto se cerrará el Capítulo sobre la competencia en sí, y sobre la competencia en el mercado energético en la Unión Europea. Las conclusiones que se pueden sacar a partir de las cuestiones analizadas, así como las posibles actuaciones o medidas susceptibles de ser implantadas de cara al futuro, luego serán objetivo del análisis del último Capítulo de la Tesis.



## **7.1) Introducción al concepto de la competencia - importancia y fundamentos:**

El término de la competencia ha ido surgiendo a lo largo del presente trabajo en repetidas ocasiones. Se ha hablado de la competencia efectiva entre las empresas en el sector de la electricidad y del gas natural, de la necesidad de asegurar y promover la competencia efectiva en el mercado energético en la UE, de los mercados competitivos como garantes de una óptima asignación de recursos que benefician tanto a las empresas como a los consumidores, de la competitividad de las empresas europeas en el contexto de la delicada situación del aprovisionamiento energético y retos medioambientales, así como de la competitividad del conjunto de la economía europea de cara a los competidores externos.

Al principio de este Capítulo entonces cabe detenernos un poco más con el concepto de la competencia. Será de utilidad esbozar brevemente el significado teórico y práctico de este concepto, y sus implicaciones en el funcionamiento real de los mercados, repasar los beneficios que brinda, para finalmente ver por qué es bueno defenderla y cómo la UE se ha comprometido con su defensa a lo largo del tiempo y cómo se articula dicha defensa ahora.

El significado de la palabra competencia (del latín *competentia*) hace referencia al enfrentamiento que llevan a cabo dos o más sujetos respecto a algo. En el ámbito del mercado, se refiere a la rivalidad entre los sujetos que pretenden acceder al mismo bien o servicio, o a la rivalidad entre las empresas que luchan en un determinado sector del mercado al vender o demandar un mismo bien o servicio. Según la Real Academia Española, el significado de la palabra *competencia* es el de: “*Oposición o rivalidad entre dos o más personas que aspiran a obtener la misma cosa.*” O el de: “*Situación de empresas que rivalizan en un mercado ofreciendo o demandando un mismo producto o servicio.*”<sup>138</sup> Entonces la competencia es una situación en la que los actores económicos tienen libertad para participar en el mercado a través de la oferta y la demanda de productos y servicios.

Más en concreto, la competencia es una situación en la que existe un número de empresas o personas (los oferentes), que realizan la oferta y venta de productos o servicios en un mercado determinado, y en la que también existen unas personas o empresas (consumidores o demandantes), que según sus preferencias y necesidades les compran dichos productos o

---

<sup>138</sup> Consultado en la página web de la Real Academia Española - Diccionario de la lengua española. (2.4.2017.)  
<http://dle.rae.es/?id=A0fanvT|A0gTnnL>

servicios a los oferentes<sup>139</sup>. En las condiciones idóneas, a esta situación la denominamos la competencia perfecta.

Las características de la competencia perfecta son, de manera resumida, las siguientes<sup>140</sup>:

- Existencia de un número elevado de compradores y vendedores (el número es tan grande que puede considerarse infinito). Esto implica que la cantidad que cada una de las empresas participantes ofrece en el mercado representa una proporción muy pequeña en el total, de forma que su comportamiento individual no puede tener efectos perceptibles sobre el conjunto del mercado.
- Esto implica que las empresas individualmente no tienen capacidad para fijar el precio del producto. Cada empresa vende su producto al precio que ha fijado el mercado - las empresas competitivas son precio aceptantes. (Las empresas saben que no pueden fijar un precio por encima del precio de mercado, ya que los consumidores acudirían a empresas que venden el producto a un precio menor.)
- Las empresas pueden entrar o salir libremente del mercado. En los mercados competitivos no hay barreras de entrada (o de salida), sino que las empresas pueden entrar y salir con libertad, esto es, existe libre competencia.
- Los bienes ofrecidos por los distintos vendedores son prácticamente idénticos - se trata de bienes homogéneos. Esto significa que no existe diferenciación del producto. Dada la similitud de los bienes ofrecidos, los consumidores no son capaces de identificar la empresa que ha ofertado un producto ni de distinguirlo de lo ofertado por los demás.
- Existe información perfecta. Requiere que todos los participantes tengan pleno conocimiento de las condiciones generales en que opera el mercado.

---

<sup>139</sup> Subgerencia Cultural del Banco de la República; *Competencias del mercado*; Biblioteca Virtual Luis Ángel Arango, 2015.

<sup>140</sup> MOCHÓN MORCILLO, Francisco, Catedrático de Teoría Económica - Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Educación a Distancia; *Principios de economía* (tercera edición); McGRAW-HILL, 2006. (Capítulo 5 - La competencia perfecta.)

**Tabla 43) La competencia perfecta:**

<b>Características de los mercados competitivos:</b>
• Un elevado número de oferentes y demandantes.
• El producto es homogéneo.
• La empresa es precio aceptante.
• Información perfecta.
• Libertad de entrada y salida de empresas.

Fuente: Mochón Morcillo, Francisco; *Principios de economía*; McGRAW-HILL, 2006.

Sin embargo, ésta es una definición teórica, pero en la vida real la situación no suele ser tan perfecta - en la práctica nos encontramos con lo que llamamos la competencia imperfecta. Ésta queda condicionada por la cantidad de control que sobre los precios puedan ejercer tanto el oferente como el demandante, de la variedad de los bienes que se encuentran en el mercado, y de la facilidad con la que nuevos oferentes pueden entrar o no en el mercado. En la realidad nos encontramos frecuentemente con situaciones de monopolio, oligopolio, o de competencia monopolística. Porque en la realidad a menudo nos encontramos con la existencia de barreras a la entrada (ya sea porque los costes de entrada son muy elevados, o porque se hayan impuesto restricciones legales), y con que el productor es suficientemente grande como para tener un efecto notable sobre el precio. El resultado es que los mercados no perfectamente competitivos son aquellos en los que las empresas tienen la capacidad para incidir en los precios, es decir, tienen poder de mercado.

Resumidamente, el monopolio es el caso extremo de la competencia imperfecta y se caracteriza porque hay un único vendedor que controla toda la industria en cuestión. Un monopolista es, por lo tanto, el único vendedor de un determinado bien o servicio en un mercado, y a este mercado a la vez se imposibilita la entrada de otros competidores<sup>141</sup>. El oligopolio es el caso que se caracteriza por el hecho de que haya unas pocas empresas en el mercado, de forma que cada empresa puede influir en el precio y en la conducta de sus competidores<sup>142</sup>. Y la competencia monopolística ocurre cuando un gran número de empresas produce bienes parecidos pero diferenciados en el sentido de que sus características importantes varían (por ejemplo, se diferencian entre sí por la marca, la calidad o la ubicación) -

<sup>141</sup> Guerrien, Bernard; *La microeconomía*; Editions du Seuil, avril 1995 (Primera edición en Español: Abril de 1998).

<sup>142</sup> MOCHÓN MORCILLO, Francisco, Catedrático de Teoría Económica - Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Educación a Distancia; *Principios de economía* (tercera edición); McGRAW-HILL, 2006. (Capítulo 6 - La competencia imperfecta.)

el ejemplo típico son los productos alimenticios, pero también pueden ser los libros de texto, restaurantes, cereales, ropa, zapatos, etc. Allí las empresas tienen cierto poder de mercado y pueden influir en los precios como si fueran monopolistas a corto plazo (porque algunos consumidores preferirán su producto característico o la marca), pero a la larga la situación se asemeja a la de competencia perfecta, ya que una subida de precios llevará a los consumidores a optar por un producto con similares características, y a otras empresas a entrar en el mercado.<sup>143</sup>

Las formas básicas que pueden adquirir los mercados se esquematizan en la siguiente Tabla (nº 44), extraída de un manual de economía:

**Tabla 44) Formas básicas de mercados:**

Cuadro 6.2 - Formas básicas de mercados			
Carácter del mercado \ nº de productores	Muchos	Pocos	Uno
<b>Homogéneo</b>	<b>Competencia perfecta</b> Más frecuente en los productos agrícolas, las primeras materias y los bienes comercializados en mercados organizados. Ningún productor posee control sobre el precio, el cual viene fijado de manera impersonal por el mercado.	<b>Oligopolio</b> Aparece cuando existen pocos productores de una materia prima o de mercancías similares. También incluye muchos productos manufacturados y otros; por ejemplo, vehículos, de motor, detergentes, así como los servicios de las compañías aéreas o de telecomunicaciones.	<b>Monopolio</b> Aparece raramente, pero son ejemplos de ello el servicio de gas, el suministro de agua y algunos servicios públicos. El productor tiene poder sobre el precio (o la producción), normalmente limitado en la práctica por la regulación del Gobierno o por el temor a la opinión pública. Tal poder monopolístico tiende a erosionarse a largo plazo como resultado de la innovación y el cambio tecnológico.
<b>Diferenciado</b>	<b>Competencia monopolística</b> Se halla bastante extendido, e incluye a muchas empresas que producen bienes y servicios parecidos pero diferenciados, por ejemplo, productos alimenticios que puedan distinguirse por su marca, electrodomésticos, etc. La empresa posee un pequeño grado de control sobre el precio, debido a la diferenciación, la cual le confiere, por tanto, un ligero poder monopolístico. La competencia adopta la forma de marcas comerciales y publicidad, así como variaciones en el precio.	Los productores poseen control sobre los precios pero deben tener en cuenta las probables reacciones de sus rivales. A veces se prefiere una cierta rigidez en los precios (o unos acuerdos) antes que las guerras de precios. Además de en los precios, la competencia tiende a adoptar la forma de la diferenciación de productos (marcas) vía campañas publicitarias.	

Fuente: Mochón Morcillo, Francisco; *Principios de economía*; McGRAW-HILL, 2006.

Un caso específico es el de los monopolios naturales. Un monopolio natural surge cuando una sola empresa ofrece un bien o servicio a todo el mercado a un coste menor del que tendrían varias empresas. Se trata típicamente de las industrias de red. Un ejemplo puede ser la

<sup>143</sup> ENCICLOPEDIA FINANCIERA, Enciclopedia de finanzas y Economía - Competencia Monopolística (consultado en la página web el 2.4.2017).

distribución de agua (o también de electricidad y de gas) - para suministrar agua a los habitantes de una ciudad una empresa tiene que construir la red de tuberías. Si compitieran dos o más empresas por el suministro de este servicio, cada una tendría que construir y pagar su propia red de tuberías, lo cual generaría ineficiencias innecesarias. Entonces cuando una empresa está en situación de monopolio natural, se preocupa poco por la posibilidad de que otras empresas entren en el mercado y reduzcan su poder monopolístico, ya que la entrada en el mercado no es atractiva para las demás empresas.<sup>144</sup>

La situación idónea y la que sería deseable en los mercados (no sólo europeos), es la de la competencia perfecta. Sin embargo, más adelante, en el apartado 7.4) de la presente Tesis, veremos qué dificultades al respecto presenta el mercado energético. Y estudiaremos hasta qué punto las empresas de electricidad y de gas natural pueden ostentar el poder de mercado - veremos el número de las principales empresas existentes en el mercado y la cuota de mercado acumulada que tienen en los distintos Estados miembros, y qué influencia arroja este hecho a los precios que los consumidores pagan por la electricidad y el gas natural.

Pero volviendo al concepto de la competencia en sí, y dejando de momento de lado si es perfecta o no, podemos afirmar que ésta es el principio rector de las economías modernas de mercado. A la altura de hoy es generalmente aceptado que la introducción de la competencia en los mercados es la mejor garantía de la óptima asignación de recursos y, por ende, del bienestar de la sociedad. Y es que la competencia efectiva entre las empresas favorece la eficiencia, reduce los precios, promueve la producción, y fomenta la innovación, con lo que se benefician no sólo los consumidores (García Hidalgo, 2013).

El efecto positivo de la competencia para los consumidores se resume bien en la siguiente cita (de Petitbó, 1999):

*“la competencia beneficia a los consumidores porque contribuye a incrementar el poder adquisitivo de sus salarios al reducir el precio de un determinado bien o servicio. Pero los efectos positivos de la competencia se extienden al aumento de las posibilidades de elección de estos mismos consumidores que ven como se amplía la gama de productos y servicios ofertados.”*<sup>145</sup>

---

<sup>144</sup> Mankiw, N. Gregory; *Principios de Economía* (Sexta edición); Harvard University; Cengage Learning Editores, 2012.

<sup>145</sup> Petitbó Juan, Amadeu; *La competencia, un preludio del bienestar social* (Artículo del libro sobre competencia de la Asociación Venezolana de Derecho y Economía; Velea, 1999.



Pero en definitiva también las propias empresas (claro está, con la excepción de los monopolistas) necesitan de la competencia para poder ejercer lo que llamamos la libertad económica - establecer libremente sus negocios y competir, en igualdad de condiciones, por los consumidores. Y es que la libertad económica, como una de las libertades fundamentales, se basa en la libertad del individuo para elegir, en el intercambio voluntario y en los mercados abiertos. Se considera que *“la libertad para comerciar es el combustible para que haya progreso económico. Sin el intercambio y la actividad empresarial coordinada a través de los mercados, los estándares de la vida moderna serían imposibles.”*<sup>146</sup>

Entonces la competencia, más allá de su acepción estrictamente economicista, es un valor ampliamente defendido en el sistema social y económico en el que nos desenvolvemos. *“La competencia, la libertad y la democracia se funden de modo indisoluble para propiciar escenarios de prosperidad económica.”*<sup>147</sup> En última instancia, la ausencia de alguno de estos tres pilares pondría en cuestión las posibilidades de crecimiento a largo plazo (Palma, 2006).

Podríamos concluir que la competencia es un mecanismo básico de la economía de mercado y alienta a las empresas a proporcionar a los consumidores los productos que desean. Al mismo tiempo, favorece a la innovación y presiona a los precios a la baja. Sin embargo, para que sea efectiva, la competencia requiere oferentes independientes entre sí, y que cada uno de ellos esté sujeto a la presión competitiva ejercida por los demás (Palma, 2008)<sup>148</sup>.

Como hemos visto, es generalmente aceptado que la competencia - o, para ser exactos, los efectos derivados de la competencia - contribuye a incrementar el bienestar social. Pero la efectiva competencia en los mercados no es algo automático que surja de las fuerzas del mercado, o de la mano invisible, por sí. La experiencia demuestra que los mercados son imperfectos y adolecen de fallos, y que los agentes que operan en el mercado tienden a maximizar sus propios y egoístas beneficios a expensas de los demás. Esto significa, entre otras cosas, que las empresas tienen incentivos a coludir, a esquivar la competencia, a abusar de su

---

<sup>146</sup> Lagarejos, David M.; *Libertad económica, la gran asignatura pendiente de España*; en <http://www.libremercado.com/>; publicado el 10.1.2016.

<sup>147</sup> Palma Martos, Luis Antonio; *Fundamentos Económicos y Claves de Aplicación de la Política de Defensa de la Competencia*; Cuadernos de Administración, núm. 34; Enero de 2006, Universidad del Valle, Cali, Colombia.

<sup>148</sup> (Comisión Europea - Dirección General de Competencia; página web consultada el 24.9.2007); en PALMA MARTOS, Luís; *THE COMMON MARKET AND COMPETITION POLICY IN THE EUROPEAN UNION*; ANALELE ȘTIINȚIFICE ALE UNIVERSITĂȚII „ALEXANDRU IOAN CUZA” DIN IAȘI; Tomul LV Științe Economice, 2008.

posición de dominio (si la hay), y a recurrir a otras prácticas anticompetitivas en aras de apropiarse del excedente del consumidor.

Y precisamente por esta razón, es generalmente aceptada la necesidad de establecer mecanismos necesarios que garanticen la competencia efectiva en los mercados.

*“De aquí se extrae una de las grandes paradojas de la economía liberal: para que una economía sea realmente libre, resulta imprescindible la intervención de los poderes públicos para regular y sancionar aquellos comportamientos que desvirtúen el proceso competitivo y afecten a sus resultados.”<sup>149</sup>*

La Comisión Europea también describe los efectos positivos de la competencia, pero, al mismo tiempo, aclara algunas condiciones que deben darse para que ésta sea efectiva. Esto significa que debemos establecer, a través de un marco institucional apropiado, las condiciones para que la competencia sea capaz de dinamizar la economía del mercado común europeo (Palma, 2008).

De todo lo dicho podemos extraer claramente, que la instauración de una política de defensa de la competencia es una cuestión necesaria para que podamos disfrutar de los efectos beneficiosos de ésta.

*“La política de competencia, en términos generales, es la prohibición del abuso de poder de mercado por parte de empresas monopolistas o dominantes. La importancia de la política de competencia radica en que pretende garantizar la existencia de una competencia suficiente en el mercado y protegerla frente a todo ataque contrario al interés público”<sup>150</sup>*. El objetivo de la política de competencia, por lo tanto, es crear condiciones que permitan e incentiven la existencia de condiciones competitivas en los mercados. Una política de competencia debe poner énfasis en la igualdad de trato y en la entrada y salida voluntaria de todos los participantes. Por todo esto, es necesario instrumentar políticas de competencia, y en la última instancia establecer la regulación, a fin de evitar pérdidas de bienestar social. Por ello, la defensa de la competencia de acuerdo con las exigencias de la economía general y, en su caso, de la planificación, necesariamente es una tarea que deben asumir los poderes públicos (Ramírez Fernández, 2001).

---

<sup>149</sup> García Hidalgo, José Luis; *La Contribución de la Unión Europea a la Configuración de un Marco Global Para la Política de Competencia*; Sevilla, 2013.

<sup>150</sup> Ramírez Hernández, Fernando; *La Política de Competencia y el Proceso de Regulación en México, 1993 – 1999*; Universidad Nacional Autónoma de México - Facultad de Economía, 2001.

Entonces, queda ampliamente reconocido el hecho de que los poderes públicos en las economías modernas de mercado deberían establecer reglas para asegurar la defensa efectiva de la competencia. El resultado es que los gobiernos crean sistemas de Política de Competencia, o Política de Defensa de la Competencia, o Derecho de la Competencia (del inglés *Competition Law* o *Antitrust Law*), cuyo objetivo es promover la competencia justa entre las empresas. Esto es, promover la competencia entre las empresas existentes en un determinado mercado, regular el comercio mediante la prohibición de restricciones ilegales, como la fijación de precios o el abuso del poder dominante de los monopolios, fomentar la calidad de bienes y servicios al menor precio posible, garantizar una estructura de mercado eficiente, etc. En la actualidad, la mayor parte de los países industrializados, y algunos países en vías de desarrollo, incluyen en sus ordenamientos jurídicos leyes de defensa de la competencia.

Cabe resumir cuáles son consideradas las prácticas anticompetitivas más graves, de las que toda política de defensa de la competencia pretende salvaguardar a los mercados. Generalmente se tipifican cuatro o cinco conductas prohibidas, dependiendo del punto de mira: las conductas colusorias, el abuso de posición dominante, el falseamiento de la libre competencia por actos desleales, las concentraciones económicas, y las ayudas públicas indebidas. (Así las recoge la Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia (LDC): su Título I dedica el Capítulo I a las conductas prohibidas - están incluidas las tres primeras, esto es, las conductas colusorias, el abuso de posición dominante y el falseamiento de la libre competencia por actos desleales. Luego el Capítulo II se dedica monográficamente a las concentraciones económicas. Mientras que el Capítulo III trata las ayudas públicas.)

- Conductas colusorias: *“Se entiende por conductas colusorias cualquier forma de concertación o acuerdo de voluntades de dos o más operadores económicos, independientes entre sí, que tenga por objeto impedir, restringir o falsear la competencia en el mercado, y ello con independencia de que surta efectos.”*<sup>151</sup> (En España queda regulado por el artículo 1 de la LDC 15/2007.) Se incluye una amplia gama de conductas colusorias, entre las cuales pertenece - la fijación de precios; la limitación o el control de la producción, la distribución, el desarrollo técnico o las inversiones; el reparto del mercado o de las fuentes de aprovisionamiento; la aplicación de condiciones desiguales y la discriminación de precios; y la subordinación de la celebración de contratos a la aceptación de prestaciones suplementarias no relacionadas.

---

<sup>151</sup> Agencia de Defensa de Competencia de Andalucía - Consejería de Economía y Conocimiento - Junta de Andalucía; *Conductas prohibidas*; (página web consultada el 6.4.2017).  
<http://www.juntadeandalucia.es/defensacompetencia/defensa-de-la-competencia/conductas-prohibidas>

- Abuso de posición dominante: Se entiende por posición de dominio cuando *“una empresa goza de poder e independencia económica suficientes, como para actuar en el mercado al margen de las posibles reacciones de competidores, clientes y consumidores.”*<sup>152</sup> (En España queda regulado por el artículo 2 de la LDC 15/2007.) Ostentar una posición de dominio por sí, no se considera como una conducta prohibida, ya que puede ser el resultado de un proceso competitivo - la empresa en cuestión puede ganar esta ventaja respecto a las demás empresas en el mercado debido a sus comportamientos productivos más eficientes, a la calidad o a la variedad de sus productos ofertados. Entonces el problema no es la posición de dominio en sí, sino la explotación abusiva de ésta. El abuso se puede manifestar de las siguientes formas - la imposición de precios o los precios predatorios; la limitación o el control de la producción, la distribución, el desarrollo técnico; la negativa de venta; la discriminación de precios y la aplicación de condiciones desiguales; y los contratos subordinados.
- Falseamiento de la libre competencia por actos desleales: Los actos desleales *“son actos de competencia desleal que necesariamente deben afectar al interés público.”*<sup>153</sup> Incluyen *“todo comportamiento que resulte objetivamente contrario a las exigencias de la buena fe.”*<sup>154</sup> (En España quedan regulados por el artículo 3 de la LDC 15/2007. Pero también por la Ley 29/2009 de Competencia Desleal.) En esta última Ley se define la deslealtad de manera *“que el comportamiento del empresario o profesional resulte contrario a la diligencia profesional que le es exigible en sus relaciones con los consumidores, y que éste sea susceptible de distorsionar de manera significativa el comportamiento económico del consumidor medio”*<sup>155</sup>. Entre los actos concretos que se recogen en la Ley 29/2009 encontramos los actos de engaño, las omisiones engañosas, las prácticas agresivas, los actos de comparación pública y de imitación, y la publicidad ilícita.
- Concentraciones económicas: Según la LDC (Capítulo II) se entiende que *“se produce una concentración económica cuando tenga lugar un cambio estable del control de la*

<sup>152</sup> Ibidem - Abuso de posición dominante.

<sup>153</sup> Ibidem - Falseamiento de la libre competencia por actos desleales.

<sup>154</sup> Ley 29/2009, de 30 de diciembre, por la que se modifica el régimen legal de la competencia desleal y de la publicidad para la mejora de la protección de los consumidores y usuarios. Boletín Oficial del Estado Núm. 315. Jueves 31 de diciembre de 2009. Sec. I. Pág. 112039.

<sup>155</sup> Ibidem - Preámbulo.

*totalidad o parte de una o varias empresas*<sup>156</sup>”, como consecuencia de la fusión de dos o más empresas anteriormente independientes, la adquisición por una empresa del control sobre otras empresas, o a creación de una empresa en participación y la adquisición del control conjunto sobre una o varias empresas. Las fusiones o concentraciones resultan contrarias a la libre competencia, cuando en consecuencia de éstas las entidades en cuestión aumenten su poder de mercado de manera sustancial (por ejemplo, en la LDC se menciona la cuota de mercado resultante del 30% como el umbral cuando es necesario poner en marcha los mecanismos de control). Corresponde a las autoridades de competencia decidir si una operación de fusión de empresas supone o no riesgo para la competencia efectiva en los mercados.

Pero hay que decir que no todos los países regulan las concentraciones económicas con la misma intensidad. El trato en las legislaciones varía desde la notificación obligatoria, la notificación voluntaria, hasta la no inclusión de esta cuestión en la regulación. En los apartados siguientes se verá el enfoque adoptado desde la UE.

- Ayudas públicas<sup>157</sup>: Las ayudas públicas en sí, son una herramienta muy útil de las administraciones públicas, y si su diseño es apropiado, pueden conformar un estímulo importante para la competitividad de determinados sectores o empresas, o para la consecución de un fin de interés público (por ejemplo, las ayudas destinadas a las tecnologías de energías renovables, vehículos eléctricos, equipos eléctricos eficientes, etc.) Pero hay que tener cuidado con los criterios de concesión y con sus impactos en la competencia efectiva en los mercados, para que la introducción de ayudas públicas no genere distorsiones. Especialmente en el contexto de los Estados miembros de la UE, es necesario evitar que la concesión de ayudas públicas implique una situación de ventaja indebida para las empresas o sectores de un Estado respecto a otros Estados miembros. De esta cuestión también nos ocuparemos más adelante.

Con esto quedan introducidas las principales prácticas contrarias a la libre competencia en los mercados. Luego el trato que se concede desde la UE a las distintas conductas anticompetitivas y de la regulación establecida al respecto, nos ocuparemos a continuación, en el siguiente apartado 7.2. de la presente Tesis.

---

<sup>156</sup> LEY 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia. Boletín Oficial de Estado - Legislación Consolidada. Jefatura del Estado «BOE» núm. 159, de 4 de julio de 2007 Referencia: BOE-A-2007-12946. (Última modificación: 26 de diciembre de 2013.)

<sup>157</sup> En España quedan reguladas por el Capítulo III de la Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia.



Pero antes de proceder al análisis de la actual normativa europea relativa a la defensa de la competencia, hay que hacer otro pequeño apunte. Hay que decir que la elaboración de leyes de competencia no es solamente una cuestión de las economías modernas.

Las primeras menciones de leyes de competencia tienen más de dos mil años de historia y se remontan al Imperio Romano. El ejemplo más antiguo de los antepasados de las modernas leyes de competencia, es la *Lex Julia de Annona*, decretada durante la república romana alrededor del año 50 A.C. Para proteger el comercio de maíz, se impusieron fuertes multas a cualquiera que de forma directa, y de manera deliberada e insidiosa, detenía los buques de suministro de esta mercancía importante, para distorsionar el mercado y generar escasez (Jones, Tadjewski, 2016).

Luego, bajo el emperador Diocleciano en el año 301 D.C., se decretó el Edicto sobre Precios Máximos que impuso un techo máximo de precios para más de mil productos (incluyendo varios productos alimenticios, ropa o zapatos), además de establecer el coste de la mano de obra para producirlos (Kent, 1920). Y también impuso la pena de muerte a cualquiera que violara el sistema de tarifas, por ejemplo, comprando masivamente u ocultando los bienes cotidianos, generando de esta manera su escasez.

Más tarde el emperador Zenón en su Constitución del año 483 D.C. promulgó la confiscación de bienes y el destierro para cualquiera que falsee la competencia mediante acciones comerciales conjuntas y creación de monopolios, y rescindió todos los derechos exclusivos previamente concedidos (Wilberforce, 1966).

El análisis de la evolución de todas las leyes de competencia que se establecieron a lo largo de la historia, desde la edad del Imperio Romano hasta hoy día, excedería el contenido de esta Tesis. Por lo tanto, saltaremos directamente al siglo XIX., mencionando brevemente las leyes adoptadas en el continente norteamericano.

En Canadá fue promulgado en 1889 lo que se considera el primer estatuto de la competencia de los tiempos modernos - la Ley para la Prevención y Represión de las Combinaciones Formadas para la Restricción del Comercio (*Act for the Prevention and Suppression of Combinations formed in restraint of Trade*).

Y sólo un año más tarde en Estados Unidos fue promulgado el famoso estatuto legal de la competencia, la Ley Sherman (*Sherman Act* o *Sherman Antitrust Act*) de 1890. La Ley Sherman lleva el nombre del senador John Sherman, y su propósito es el de “*declarar ilegal el monopolio*

*del comercio, la fusión o el conspirar para restringir la competencia, entre los diversos Estados de la Unión, y también en el comercio con otros países (...) Una empresa viola la Ley Sherman, cuando trata de mantener o adquirir una posición de monopolio mediante métodos no razonables, tales como fijación de precios, manipulación de ofertas y otras actividades concertadas.*<sup>158</sup>

También es digna de mención la Ley Clayton (*Clayton Act* o *Clayton Antitrust Law*), la cual fue aprobada en 1914 y cuyo objetivo es subsanar algunas de las deficiencias de la Ley Sherman, sobre todo en cuanto a prácticas empresariales que perjudicaran a los consumidores.

Sin embargo, las leyes de competencia que más nos interesan son las que se promulgaron desde la UE y las que forman parte de lo que conocemos como el Derecho de la competencia de la Unión Europea. A la evolución de la normativa europea de la competencia vamos a dedicar el siguiente apartado.

---

<sup>158</sup> Chanamé Orbe, Raúl; *La Ley Sherman en Acción*; Revistas de investigación UNMSM, Vol. 5, Núm. 7; Facultad de Derecho y Ciencia Política, Universidad Nacional Mayor de San Marcos; Lima, 2003.

## **7.2) La normativa europea de competencia y la Política de Competencia de la Unión Europea:**

En este apartado, como ya se ha introducido, vamos a proceder al análisis de la normativa europea de la competencia y, consiguientemente, de la Política de Competencia desarrollada desde la Unión Europea. Primero se hará un recorrido por las actuaciones comunitarias más importantes, relativas a la competencia, el cual trazará esquemáticamente la evolución regulatoria de esta partida. Se mencionará la importancia y el papel que ocupó la competencia ya en los tratados fundacionales, e igualmente se verá el trato normativo que se concedió a ésta en las disposiciones posteriores. Se verán varios Reglamentos significativos (el más destacable, el Reglamento nº 17/62), así como el Libro Blanco sobre la competencia de 1999. Y se cerrará el recorrido llegando a la actualidad, y analizando la normativa de mayor alcance, en vigor - en concreto el Reglamento nº 1/2003, Reglamento nº 139/2004, el Reglamento nº 773/2004 y, lo más importante, los fundamentos jurídicos de la competencia, establecidos en los artículos 101 - 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

### **7.2.1) La evolución de la regulación de la competencia en la UE:**

No es de sorprender que la libre competencia ha estado presente en el seno de la Unión Europea, como unos de los temas centrales, desde sus mismos inicios. Ya al principio del proceso de la integración europea aparece la idea de un mercado común, en el que se garanticen las reglas de libre comercio y libre empresa - el mercado del carbón y del acero.

#### **El Tratado constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero:**

Y es que el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), firmado en 1951 en París, no sólo es el primer texto legal sobre el que se fundamentó la Europa unida, sino que a la vez es el primer precepto legal común que introduce las reglas de competencia en la naciente Comunidad. Y sabemos sobradamente que con la entrada en vigor del Tratado de la CECA, y con la creación de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, se creó el mercado común de estas dos mercancías. Pero hay que apuntar que dicho mercado

común del carbón y del acero se concebía como un mercado interior de los Estados miembros, en el que deberían regir las reglas de competencia efectiva, garantizadas por las autoridades creadas con el fin de asegurar la observancia del Tratado. Muy concretamente, el Artículo 5 del Tratado CEEA estipula que:

*“La Comunidad cumplirá su misión (...) - asegurará el establecimiento, mantenimiento y observancia de condiciones normales de competencia (...)”<sup>159</sup>*

Entonces el hecho de que la libre competencia entre las empresas de los seis Estados miembros en el sector del carbón y del acero a partir de este momento debería ser el principio rector, queda patente. Pero el Tratado, aparte de esta mención, para proteger y garantizar la competencia recoge también un listado de conductas anticompetitivas prohibidas. En el Artículo 4 se fija que:

*“Se reconocen como incompatibles con el mercado común del carbón y del acero, y quedarán por consiguiente prohibidos dentro de la Comunidad, en las condiciones previstas en el presente Tratado:*

- a) los derechos de entrada o de salida, o exacciones de efecto equivalente, y las restricciones cuantitativas a la circulación de los productos;*
- b) las medidas o prácticas que establezcan una discriminación entre productores, entre compradores o entre usuarios, especialmente en lo que concierne a las condiciones de precios o de entrega y a las tarifas de transporte, así como las medidas o prácticas que obstaculicen la libre elección por el comprador de su abastecedor;*
- c) las subvenciones o ayudas otorgadas por los Estados o los gravámenes especiales impuestos por ellos, cualquiera que sea su forma;*
- d) las prácticas restrictivas tendentes al reparto o a la explotación de los mercados.”<sup>160</sup>*

Como se desprende del Artículo 4 del Tratado, desde el principio se pretendía garantizar la libre circulación de las mercancías, prohibir cualquier obstáculo o discriminación entre los agentes del mercado (incluida la discriminación ejercida por parte de los Estados miembros en forma de ayudas o gravámenes), proteger al consumidor y garantizar su libre elección, o prohibir el reparto del mercado entre las empresas.

---

<sup>159</sup> Tratado constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero firmado en París el 18 de abril de 1951. Boletín Oficial del Estado núm. 1, de 1 de enero de 1986. Artículo 5. Pag. 401.

<sup>160</sup> Ibidem - Artículo 4. Pag. 400.

Pero la lista de conductas anticompetitivas prohibidas es más amplia. En el Artículo 60, que trata de los precios, se recoge la prohibición de las prácticas de competencia desleal y de prácticas discriminatorias. En especial quedan prohibidas las bajadas de precios locales o temporales, cuyo objetivo es la expulsión de los competidores y la monopolización del mercado; y la aplicación de condiciones desiguales en transacciones similares, con el fin de discriminar a algunos consumidores. El Artículo 63 también habla de las discriminaciones, pero esta vez por parte de los compradores (se tienen en cuenta sobre todo los organismos dependientes de los poderes públicos).

A continuación, el Capítulo VI regula los acuerdos y las concentraciones de empresas. Dado que en el sector del carbón y del acero se trataba de una práctica bastante habitual, se tenía que insistir con especial incidencia en la prevención de las prácticas tendentes al oligopolio, y prevenir la aparición de éstos, así como preservar la estructura competitiva de los mercados. Concretamente el Artículo 65 del Tratado CECA estipula que:

*“Quedarán prohibidos todos los acuerdos entre empresas, las decisiones de asociaciones de empresas y las prácticas concertadas que tiendan, directa o indirectamente, a impedir, restringir o falsear el juego normal de la competencia dentro del mercado común (...)”<sup>161</sup>*

Entre las prácticas prohibidas relativas a los acuerdos entre empresas del sector, se mencionan especialmente las de la fijación de precios, control o limitación de la producción, o el reparto de los mercados, los clientes o las fuentes de abastecimiento. (Pero también se tienen en cuenta excepciones, como en el caso de la especialización.)

Por su parte el Artículo 66 somete a todas las operaciones de fusión, adquisición o toma de control de las empresas que tengan como efecto la concentración de empresas, a un examen por parte de la Comisión. De esta manera se pretende prevenir la aparición de posiciones dominantes resultantes de las fusiones. Las operaciones de concentración que, según los criterios de la Comisión no cumplan con los requisitos, quedarán declaradas ilícitas y además se podrán imponer multas.

Con todo lo visto podemos concluir que el Tratado de la CECA fue el primer paso hacia el establecimiento de una política de competencia europea como hoy la conocemos. El Tratado destaca por su importancia como norma precursora de la regulación de la libre competencia (Flint, 2002).

---

<sup>161</sup> Ibidem - Artículo 65. Pag. 440.



Sin embargo, pocos años después, el proceso de la unificación europea adquirió nuevas dimensiones, ya que se procedió a la firma de los Tratados de Roma. Con lo cual quedaba claro que el alcance de las normas de garantía de la libre competencia también tenía que ir más allá.

La idea de proseguir en la integración europea y extender la aplicación de reglas comunes también a otros ámbitos, no sólo al carbón y al acero, ya empezó a desarrollarse poco después de la firma del Tratado de París. Y es que la experiencia positiva que trajo consigo la formación de la CECA, supuso un ambiente favorable a la continuación en la senda del proceso integrador. Los efectos beneficiosos observados tras la puesta en marcha del mercado común del carbón y del acero, brindaron luz positiva a la idea de extender la comunitarización a todos los ámbitos del mercado - la idea de la creación del mercado común para todas las mercancías y servicios dentro de la Comunidad.

El 18 de mayo de 1955 los tres países del Benelux (Bélgica, Países Bajos, Luxemburgo) elaboraron un documento - el Memorándum del Benelux (*Benelux Memorandum*)<sup>162</sup> - cuya idea principal ha sido la de reactivar la integración europea sobre la base de un mercado común general, y también en el acercamiento y la integración sectorial en el ámbito de la energía nuclear. El mercado común se lograría mediante una reducción gradual de las restricciones comerciales y de los aranceles aduaneros. A la vez se propuso celebrar una Conferencia Intergubernamental en el plazo de un mes, para preparar la integración en los ámbitos mencionados en el Memorándum, y debatir el camino hacia una integración general de la economía europea.

En consecuencia, del 1 al 3 de junio de 1955 se celebró la Conferencia de Messina (Italia). La Conferencia de Ministros de Asuntos Exteriores de los seis Estados miembros de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA) conduciría posteriormente a la creación de la Comunidad Económica Europea. Y es que la Resolución Final de la Conferencia, que reflejaba en gran medida el punto de vista de los tres países del Benelux, constituyó la base para un ulterior trabajo de relanzamiento de la integración europea - la creación del mercado común y la unificación de la energía atómica europea. Como se postula en la Resolución Final:

*“Los seis Gobiernos coinciden en que la creación de un mercado común europeo, libre de todos los derechos arancelarios y restricciones cuantitativas, es el objetivo de su trabajo en el*

---

<sup>162</sup> El Memorándum del Benelux estuvo basado en el Memorándum Beyen (Johan Willem Beyen - Ministro neerlandés de Asuntos Exteriores) y en un Memorándum de Jean Monnet sobre energía nuclear. El 4 de abril de 1955 Beyen envió el documento a sus colegas del Benelux, Paul-Henri Spaak (Bélgica) y Joseph Bech (Luxemburgo), en el que propuso la idea de una unión aduanera.

*ámbito de la política económica.” El mercado común tiene que ser establecido por etapas, y tendrán que tenerse en cuenta especialmente algunas cuestiones, como “el establecimiento de normas que garanticen el pleno juego de la competencia en el mercado común, de manera que se excluyan en particular todas las formas de discriminación nacional (...)”<sup>163</sup>*

El resultado más directo de la Conferencia de Messina fue el establecimiento del Comité Spaak - se trataba de una Conferencia Intergubernamental promovida por los Ministros de Asuntos Exteriores de los seis países de la CECA, y formada por Paul-Henri Spaak y seis delegados correspondientes a los Estados miembros, así como un representante del Reino Unido<sup>164</sup>. El Comité Spaak desarrolló sus trabajos entre el 9 de julio de 1955 y el 20 de abril de 1956, y su tarea era clara - examinar los aspectos relativos a la puesta en marcha del mercado común y de la integración de la energía atómica. Sus conclusiones se resumieron en el famoso Informe Spaak, cuya versión final fue adoptada en mayo de 1956 durante la Conferencia de Venecia.

El Informe Spaak, o el Informe de Bruselas sobre el Mercado Común, dedica el Capítulo I del Título II a las Reglas relativas a la competencia, donde se desarrollan algunas ideas acerca de las *Normas aplicables a las empresas* y las *Reglas relativas a la asistencia financiera otorgada por los Estados*. Entre las primeras, lo importante es la actuación en contra de los monopolios y los carteles. Pero en primer lugar se menciona la delimitación de las actuaciones comunitarias - se tomarán acciones solo cuando las prácticas anticompetitivas afecten al comercio entre los Estados miembros:

*“La acción contra los monopolios en el mercado común se desarrollará en conformidad con las normas básicas contenidas en el Tratado. Se limitará a las prácticas que afectan al comercio interestatal que tomen la forma de cartel de organizaciones (ententes) y monopolios*

---

<sup>163</sup> *“The six Governments agree that the setting up of a common European market, free from all customs duties and all quantitative restrictions, is the aim of their work in the field of economic policy. They consider that such a market must be established by stages. Its introduction will necessitate a study of the following questions: (...) (g) setting up of rules ensuring the full play of competition in the common market, in such a way as to exclude in particular all forms of national discrimination; (...)”*

Resolution adopted by the Foreign Ministers of the ECSC Member States (Messina, 1 to 3 June 1955). Source: Archives historiques du Conseil de l'Union européenne, Bruxelles, Rue de la Loi 175. Négociations des traités instituant la CEE et la CEEA (1955-1957), CM3. Réunion des ministres des affaires étrangères, Messine, 01-03.06.1955, CM3/NEGO/006.

<sup>164</sup> Pero finalmente el Reino Unido retiró a su representante del Comité el 7 de noviembre de 1955, no deseenado participar.

*que utilizan prácticas discriminatorias, dividiendo los mercados, limitando la producción y controlando el mercado de un producto en particular.*<sup>165</sup>”

En cuanto a las ayudas estatales, éstas se prohíben siempre y cuando supongan una distorsión del mercado común:

*“Los siguientes principios generales se incorporarán en el Tratado: 1. La ayuda financiera, independientemente de la forma en que se conceda, es incompatible con el mercado común si distorsiona la competencia y la distribución de las actividades económicas, favoreciendo a determinadas empresas o a determinados tipos de producción.*<sup>166</sup>”

Pero a la vez se admiten excepciones, como por ejemplo en los casos de ayudas a consumidores individuales o a instituciones públicas como escuelas u hospitales, o como parte de las políticas sociales, y políticas de desarrollo de ciertas regiones.

### **El Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea (TCEE):**

Tras la Conferencia de Venecia y la aprobación del Informe Spaak, se convocó la Conferencia intergubernamental sobre el Mercado Común y Euratom, la cual finalmente fue reunida en el Castillo de Val-Duchesse (Bruselas) en el mes de julio de 1956. Los resultados de la conferencia dieron lugar a la firma, el 25 de marzo de 1957, del **Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea** y del **Tratado Euratom**, en el Palazzo dei Conservatori, en la colina del Capitolio, en Roma.

En el texto del Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea (TCEE) la competencia ocupa un lugar importante, así como lo hace en la esencia del naciente mercado común europeo. En la versión original del texto se consagra a ella la Tercera parte, dedicada a la Política de la Comunidad, concretamente el Título I - Reglas Comunes, y su Capítulo 1 - Reglas

---

<sup>165</sup> “Action against monopolies within the common market will be developed in conformity with the basic rules contained in the treaty. It will be limited to practices affecting interstate commerce which take the form of cartel organizations (ententes) and monopolies using discriminatory practices dividing markets, limiting production and controlling the market for a particular product.”

The Brussels Report on The General COMMON MARKET. Information Service - High Authority of The European Community for Coal and Steel. Luxembourg, June 1956.

<sup>166</sup> “The following general principles will be incorporated in the treaty: 1. Financial assistance, no matter in what form it is granted, is incompatible with the common market if it distorts competition and the distribution of economic activities by favoring certain enterprises or certain types of production.”

Ibidem - Title II, Chapter I, Section 2 - Rules Concerning Financial Assistance Granted by the States.

sobre la Competencia, cuya Sección 1 se dedica a las Reglas aplicables a las empresas (Artículos 85 - 90), la Sección 2 a las Prácticas de dumping (Artículo 91), y la Sección 3 a las Ayudas otorgadas por los Estados (Artículos 92 - 94)<sup>167</sup>. Pero antes de desarrollar las normas concretas, el Artículo 7 prohíbe toda discriminación por razón de la nacionalidad.

Cabe detenernos con más detalle en el texto de los artículos del TCEE, por su especial relevancia para la defensa de la competencia en el ámbito europeo, y analizar su contenido.

El contenido del **Artículo 85 del TCEE** se corresponde, en parte, con el artículo 65 del Tratado de la CECA. Ya que establece la prohibición de *“todos los acuerdos entre empresas, las decisiones de asociaciones de empresas y las prácticas concertadas que puedan afectar al comercio entre los Estados miembros y que tengan por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del mercado común (...)”*<sup>168</sup>. Se prohíbe especialmente la fijación de precios; la limitación de la producción, del mercado o de la inversión; el reparto de los mercados o fuentes de abastecimiento; la discriminación y la aplicación de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes y la generación de desventaja competitiva; y la imposición de contratos subordinados. Siendo las actuaciones contrarias a lo dispuesto nulas de pleno derecho. Pero también se añaden excepciones, que surgen cuando dichas prácticas contribuyan a mejorar la producción o la distribución de los productos o a fomentar el progreso técnico o económico, siempre y cuando esto no suponga la eliminación de la competencia.

El **Artículo 86** trata de la posición dominante de las empresas - concretamente se prohíbe su explotación abusiva. Y se considera abuso de la posición dominante especialmente la imposición de precios; la limitación de la producción, del mercado o de la inversión; el reparto de los mercados o de las fuentes de abastecimiento; la discriminación y la aplicación de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes y la generación de desventaja competitiva; y la imposición de contratos subordinados. (Los hechos prohibidos son iguales que en el Artículo anterior, estando detrás de ellos la colusión de varias empresas, o el abuso de la posición de dominio de una sola empresa.)

---

<sup>167</sup> Esta enumeración corresponde con la versión original del texto del Tratado de Roma de 1957. Desde entonces hasta 1992 el texto se denominaba el "Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea" (TCEE). Luego, con la firma del Tratado de Maastricht en 1992, y hasta 2009, pasó a denominarse el "Tratado constitutivo de la Comunidad Europea" (TCE). Y actualmente hablamos del "Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea" (TFUE). Hay que tener en cuenta que con los cambios se procedió también a una nueva enumeración de los artículos.

<sup>168</sup> Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea, 1957. Disponible en: Universidad Carlos III de Madrid - Open Course Ware. (Consultado el 8.4.2017.)  
[http://ocw.uc3m.es/historia-del-derecho/historia-de-la-integracion-europea/tratados/Tratado\\_Cee.pdf/view](http://ocw.uc3m.es/historia-del-derecho/historia-de-la-integracion-europea/tratados/Tratado_Cee.pdf/view)

Por su parte, el **Artículo 87** viene a especificar que para asegurar la aplicación de lo dispuesto en los dos artículos anteriores, será necesario adoptar Reglamentos y Directivas de desarrollo. (También se hace referencia al procedimiento y plazo de la adopción.) Las disposiciones adoptadas posteriormente deberían tener por objeto especialmente la garantía de la observancia de los dos primeros artículos (mediante imposición de multas y multas coercitivas en caso contrario); también la vigilancia de la correcta aplicación de las excepciones; y finalmente la definición de las funciones de las instituciones comunitarias en cuanto a la aplicación de las disposiciones relativas a la competencia, y la delimitación de las reglas nacionales y las comunitarias al respecto.

A continuación, el **Artículo 88** especifica las responsabilidades durante el período transitorio, hasta que sean aprobadas dichas Directivas y Reglamentos de desarrollo - las cuales recaen en los Estados miembros. Y el **Artículo 89** especifica que luego será la Comisión la encargada de velar por el cumplimiento de las disposiciones establecidas en los artículos 85 y 86, ya sea de oficio o a instancia de un Estado miembro. Entonces la Comisión, colaborando con las autoridades nacionales de competencia, investigará los casos de infracción. En el caso de que dicha infracción se comprobare, la Comisión propondrá medidas para remediar la situación, emitirá una decisión motivada y autorizará a los Estados miembros a emprender acciones.

El **Artículo 90** establece los principios aplicables a *“las empresas públicas y las empresas a las que concedan derechos especiales o exclusivos, (así como) las empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general o que tengan el carácter de monopolio fiscal<sup>169</sup> (las cuales) quedarán sometidas a las normas del presente Tratado<sup>170</sup>”*. Entonces también en estos casos tienen que respetarse las disposiciones del Tratado y tienen que aplicarse las normas relativas a la libre competencia (siempre que tal aplicación no impida el cumplimiento del propósito de la existencia de dicha situación de ventaja).

Con el **Artículo 91** entramos en la Sección segunda del Capítulo 1 dedicado a Reglas sobre la Competencia, el cual trata las Prácticas de dumping<sup>171</sup>. Se aclara que durante el período

---

<sup>169</sup> El *monopolio fiscal* = cuando la exclusiva para la producción o distribución de un determinado producto o gama de productos en el mercado se le confiere por el Estado a una empresa para facilitar la recaudación de determinados impuestos. Entonces, el monopolio fiscal es aquél que se implanta con la finalidad esencial de posibilitar ingresos al Estado mediante la obtención de ingresos tributarios.

<sup>170</sup> Ibidem - Artículo 86.

<sup>171</sup> Dumping = práctica comercial discriminatoria consistente en vender un mismo producto a precios diferentes en distintos mercados. (En el caso extremo, el dumping consiste en vender un producto en los



transitorio será la Comisión, a instancia de un Estado miembro, la que se encargará de solventar las situaciones de dumping. Y posteriormente, se establece que los productos fabricados en un Estado miembro, o que se encuentran en libre práctica dentro del mercado interior, se podrán exportar al territorio de otro Estado miembro o reimportarse de nuevo, sin que puedan ser sometidos a derechos de aduana o restricciones de cuantía.

Con los siguientes tres artículos pasamos a la Sección tercera - Ayudas otorgadas por los Estados. El **Artículo 92** declara la incompatibilidad de las ayudas estatales con el mercado común, en el caso de que éstas afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros y que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones. Pero a continuación se añade una lista de ayudas que sí serán compatibles, como las ayudas de carácter social, las concedidas para reparar daños causados por desastres naturales, las ayudas a regiones desfavorecidas, las ayudas cuyo objetivo es la realización de un proyecto importante de interés común europeo, o las destinadas a promover la cultura y la conservación del patrimonio, etc.

El **Artículo 93** hace referencia al control de las ayudas estatales, el cual llevará a cabo la Comisión, junto con los Estados miembros. Si la Comisión determina una ayuda incompatible con el mercado común, impondrá al Estado en cuestión la obligación de suprimirla o modificarla. Y en el caso de que dicho Estado no respondiera, se procederá al recurso ante el Tribunal de Justicia. La Comisión a la vez tendrá que ser informada de los proyectos de ayudas estatales que los Estados miembros quieran poner en marcha, para poder considerar su compatibilidad con el mercado común y pronunciarse sobre ellos. Sin la aprobación por parte de la Comisión, los Estados miembros no podrán iniciar sus proyectos de ayudas estatales.

Y, por último, el **Artículo 94** dispone que el Consejo, por mayoría cualificada, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, adoptará Reglamentos de desarrollo de los dos artículos anteriores.

En resumidas cuentas, el Tratado CEE establece el mercado común y el espacio económico unificado que instauro la libre competencia entre las empresas como el principio rector. Por su parte los Estados miembros acuerdan adaptar gradualmente sus políticas económicas a esta nueva realidad. El Tratado también sienta las bases para una aproximación de las condiciones del comercio de productos y servicios (excepto los ya cubiertos por el Tratado

---

mercados exteriores a un precio inferior al de ese mismo producto en el mercado interior, incluso por debajo de su coste de producción.)

CECA y por el nuevo Tratado Euratom). Y finalmente, el Tratado prohíbe de forma general los acuerdos entre empresas y las subvenciones públicas que puedan afectar al comercio entre los seis países y alterar la libre competencia.

### **El Reglamento (CEE) nº 17/62:**

El Tratado CEE preveía la posterior adopción de normas comunitarias, ya sean Directivas o Reglamentos, para desarrollar y aplicar las disposiciones del Tratado. Según lo dispuesto en el Artículo 87 TCEE:

*“El Consejo, por mayoría cualificada, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, adoptará los reglamentos o directivas apropiados para la aplicación de los principios enunciados en los artículos 85 y 86.”<sup>172</sup>*

Esta es la razón de la adopción del **Reglamento (CEE) nº 17 del Consejo - Primer reglamento de aplicación de los artículos 85 y 86 del Tratado**, en febrero de 1962 - también denominado el **Reglamento nº 17/62**. Y es que el Consejo CEE consideró *“necesario, al objeto de establecer un régimen que garantice que la competencia no será falseada en el mercado común, proveer a la aplicación equilibrada de los artículos 85 y 86 de manera uniforme en todos los Estados miembros.”<sup>173</sup>*

De esta manera debería asegurarse la vigilancia eficaz del cumplimiento de las disposiciones contenidas en los Artículos 85 (las prácticas concertadas prohibidas) y 86 (el abuso de la posición de dominio) del TCEE. Para esto se prevé que las empresas deberán notificar a la Comisión sus acuerdos, decisiones y prácticas concertadas, para que ésta los evaluase (sobre todo si quieren acogerse al apartado 3 del artículo 85, relativo a las excepciones). Pero a la vez en el Preámbulo se tiene en cuenta que las notificaciones podrán ser muy numerosas y que la Comisión, por lo tanto, posiblemente no sería capaz de examinarlas todas simultáneamente. También se menciona la necesidad de simplificar el control administrativo, en medida de lo posible, y prever un régimen flexible. Por todo eso la Comisión necesitará una constante y estrecha colaboración con las autoridades de competencia de los Estados miembros. Pero sobre todo se necesitan fijar las reglas según las cuales la Comisión va a emprender sus actuaciones

---

<sup>172</sup> Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea, 1957 - Artículo 87.

<sup>173</sup> Reglamento nº 17 - Primer reglamento de aplicación de los artículos 85 y 86 del Tratado; Diario Oficial de las Comunidades Europeas, 08/Vol. 1, 204/62, 21.2.1962.

(por ejemplo, para poder exigir la información a las empresas, para poder emitir recomendaciones o decisiones, o para poder imponer multas). Y finalmente, también se tiene que atribuir claramente al Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas plena jurisdicción para controlar dichos casos.

Ya en el articulado del Reglamento nº 17/62 se dispone, en primer lugar, que las prácticas concertadas entre las empresas (del Art. 85 TCEE) y el abuso de posición dominante (del Art. 86 TCEE) quedan prohibidas sin que se necesite una decisión previa por parte de la Comisión. (Art. 1 del Reglamento - Disposición de principio.) En el caso de que la Comisión descubra una actuación contraria a los Artículos 85 y 86 TCEE, emitirá su decisión, obligando a las empresas en cuestión al cese de las infracciones. (Pero antes de eso puede emitir también recomendaciones con el objetivo de corregir la actuación anticompetitiva de la empresa.) La Comisión puede actuar al respecto de oficio, o a instancia de un Estado miembro o una persona física o jurídica. (Art. 3 - Cese de infracciones.)

En el caso de los acuerdos, decisiones y prácticas concertadas entre empresas que tengan lugar después de la entrada en vigor del Reglamento, y que quieran acogerse a las excepciones mencionadas en el apartado 3 del Artículo 85 del TCEE, se necesitará aprobación por parte de la Comisión, previa notificación a ésta. En el caso contrario, los nuevos acuerdos entre empresas no podrán llevarse a cabo. Este precepto se aplicará a acuerdos en los que participen empresas de más de un Estado miembro, o cuando las actuaciones influyan en las importaciones o exportaciones de los Estados miembros. Y, por el contrario, no se aplicará a acuerdos que tengan por objetivo únicamente la aplicación de normas comunes, o en acuerdos de investigación. (Art. 4 - Notificación de los nuevos acuerdos, decisiones y prácticas.)

Por su parte los acuerdos contrarios al Art. 85 del TCEE ya existentes, tienen que ser notificados a la Comisión también, y eso antes del 1.8.1962 (Art. 5 - Notificación de los acuerdos, decisiones y prácticas ya existentes). En el caso de que estos últimos acuerdos, aun estando notificados, no cumplan con los requisitos de la competencia, serán dados por terminados, al menos que se modifiquen para cumplir con las exigencias competitivas. (Art. 7 - Disposiciones particulares para los acuerdos, decisiones y prácticas existentes.)

La Comisión se establece como la instancia encargada de declarar la conformidad o no de los acuerdos entre empresas con el apartado 3 del Art. 85 del TCEE, es decir que la Comisión decide de la otorgación de excepción a los acuerdos notificados. Y eso en régimen de competencia exclusiva. (Art. 9 - Competencia.) Pero la Comisión, en el ejercicio de sus

potestades, colaborará con las autoridades competentes de los Estados miembros. Les transmitirá una copia de las notificaciones y las solicitudes para la comprobación de la situación declarada, y éstas podrán en todo momento formular sus observaciones. (La estrecha y constante colaboración de la Comisión y las autoridades competentes de los Estados miembros se fija en el Art. 10 del TCEE.) Se creará también un Comité consultivo, formado por funcionarios expertos en materia de acuerdos entre empresas, prácticas restrictivas y posiciones dominantes, uno por cada Estado miembro. Dicho Comité tendrá que ser consultado antes de la toma de decisión por parte de la Comisión.

En el caso de una investigación de conformidad con los Artículos del TCEE, la Comisión tendrá potestad para recabar toda la información pertinente a las empresas en cuestión, pero también a las autoridades competentes de los Estados miembros, o a los propios Gobiernos. (Art. 11 - Solicitud de información.) Para verificar la información o los hechos, la Comisión podrá enviar a agentes acreditados a las empresas, los cuales estarán facultados para acceder a los documentos, los libros, o a los locales para recabar información, podrán hacer copias, pedir explicaciones a los empleados, etc. Las verificaciones se avisarán tanto a los Estados miembros, como a las propias empresas investigadas. (Art. 14 - Poderes de la Comisión en materia de la verificación.)

Se podrán imponer multas cuando las empresas no proporcionen la información solicitada, cuando la información sea inexacta, incompleta o sesgada. El importe de dichas multas será entre 100 y 5.000 “unidades de cuenta”. En el caso de cometer una infracción de lo dispuesto en los Artículos 85 y 86 del TCEE, se podrán imponer multas de rango bastante superior - entre 1.000 y 1.000.000 “unidades de cuenta”, pudiéndose elevar la cuantía hasta el máximo del 10% del volumen de negocios de la empresa, dependiendo de la gravedad y de la duración de la infracción. (Art. 15 - Multas.) También se podrán imponer multas coercitivas en el caso de que una empresa se retrase en el cumplimiento de lo dispuesto por la Comisión - por ejemplo, cuando la empresa tarde en cesar su actividad contraria al TCEE, cuando no proporcione la información solicitada, o cuando se oponga al proceso de la verificación. (Art. 16 - Multas coercitivas.)

Y finalmente se establece en el Artículo 17 del Reglamento, dedicado al Control de Tribunal de Justicia, que será éste el que tenga la competencia jurisdiccional plena en los casos, en los que las empresas interpongan recursos sobre el procedimiento y las actuaciones emprendidas por parte de la Comisión, o cuando las empresas reclamen la cuantía de las multas.

De esta manera el Tribunal de Justicia funciona como garante del cumplimiento de lo dispuesto en el Tratado CEE, y como instancia de control de las actuaciones de la Comisión.

Con esto el Reglamento nº 17/62 estableció las primeras normas de aplicación de los Artículos 85 y 86 del Tratado CEE. Pero hay que apuntar que el funcionamiento real de las disposiciones en él contenidas, no estuvo exento de problemas. Sobre todo, el modelo centralizado en el que la Comisión retenía amplias facultades y tenía competencia exclusiva para autorizar acuerdos potencialmente restrictivos de la competencia, suponía una acumulación enorme de notificaciones y una dilación importante. Se suponía ya de antemano que esto pudiese ocurrir. Ya en las consideraciones preliminares del Reglamento se menciona que:

*“Considerando no obstante, por un lado, que esos acuerdos, decisiones y prácticas concertadas son probablemente muy numerosos, siendo pues imposible examinarlos simultáneamente (...)”<sup>174</sup>*

Y efectivamente, el número de las notificaciones llegó a ser insostenible, ya que prácticamente todos los acuerdos entre empresas tenían que notificarse a la Comisión. Además del excesivo volumen de notificaciones, la Comisión estaba desbordada por las verificaciones, revisiones y otra información. La insostenibilidad de la situación queda demostrada con el hecho de que en un solo año llegó a acumularse hasta 36.000 notificaciones (Warlouzet, 2010). De éstas tenía que ocuparse la Dirección General IV de la Comisión (DG IV), que más tarde llegó a llamarse Dirección General de Competencia (DG COMP). Pero el problema es que:

*“Tanto administrativamente - la DG IV era todavía una unidad nueva, creada sólo hace cuatro años y con tan sólo 64 funcionarios de grado A en 1964 - e intelectualmente, esta tarea era abrumadora.”<sup>175</sup>*

---

<sup>174</sup> Reglamento nº 17 - Primer reglamento de aplicación de los artículos 85 y 86 del Tratado; Diario Oficial de las Comunidades Europeas, 08/Vol. 1, 204/62, 21.2.1962.

<sup>175</sup> *“Both administratively - the DG IV was still a new unit, created only 4 years earlier and with only 64 A-grade officials in 1964 (Goyder 1993, 34) - and intellectually, this task was overwhelming.”* Warlouzet, Laurent; *The rise of European Competition Policy, 1950 - 1991: A cross-disciplinary survey of a contested policy sphere*; EUI Working Papers; Robert Schuman Centre for Advanced Studies; RSCAS 2010/80; European University Institute, 2010.



### **Reglamento nº 19/65/CEE:**

La solución entonces pasaba por la introducción de la posibilidad para la Comisión de emitir “exenciones en bloque”. Las exenciones en bloque supondrían la opción de eximir cierto tipo de acuerdos de la prohibición establecida en el apartado 1 del Artículo 85 del TCEE, de manera que tengan cabida en el apartado 3 del mismo Artículo, relativo a la inaplicabilidad de la prohibición.

Por esta razón fue seguidamente aprobado el **Reglamento nº 19/65/CEE del Consejo, de 2 de marzo de 1965, relativo a la aplicación del apartado 3 del artículo 85 del Tratado a determinadas categorías de acuerdos y prácticas concertadas**. Este Reglamento tuvo por objeto la agilización del proceso y la reducción de la carga administrativa de la Comisión, que en muchos casos era innecesaria, ya que las notificaciones eran en su mayoría sobre acuerdos inofensivos y de menor alcance.

Esto quería conseguirse concediendo a la Comisión la posibilidad de *“la declaración de inaplicabilidad de las disposiciones del apartado 1 del artículo 85 del Tratado de acuerdo con las disposiciones del apartado 3 del mismo artículo (...)”*<sup>176</sup> a determinadas categorías de acuerdos y prácticas concertadas. (Léase, la facultad de declarar exenciones en bloque.)

La posibilidad para el Consejo de adoptar este tipo de Directivas y Reglamentos, como ya hemos visto, se introdujo en el Artículo 87 del TCEE: *“El Consejo, por mayoría cualificada, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, adoptará los reglamentos o directivas apropiados para la aplicación de los principios enunciados en los artículos 85 y 86.”*<sup>177</sup> A la vez, en las mismas consideraciones preliminares del Reglamento nº 19/65, se hace mención al problema de la cantidad inmensa de notificaciones que recibe la Comisión y a la necesidad de aliviar su trabajo:

*“Considerando que, dado el gran número de notificaciones presentadas en aplicación del Reglamento nº 17, parece oportuno, al objeto de facilitar la tarea de la Comisión, que ésta sea*

---

<sup>176</sup> Reglamento nº 19/65/CEE del Consejo, de 2 de marzo de 1965, relativo a la aplicación del apartado 3 del artículo 85 del Tratado a determinadas categorías de acuerdos y prácticas concertadas. Diario Oficial de las Comunidades Europeas 08/Vol. 01, 533/65; 6.3.1965.

<sup>177</sup> Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea, 1957 - Artículo 87.

*facultada para declarar, por vía de reglamento, las disposiciones del apartado 1 del artículo 85 inaplicables a determinadas categorías de acuerdos y prácticas concertadas.*<sup>178</sup>”

El Reglamento nº 19/65 entonces vino a otorgar a la Comisión la facultad de conceder a ciertas categorías de acuerdos entre empresas una exención en bloque, vía Reglamento. Dichas exenciones de ningún modo pueden incluir acuerdos entre empresas especialmente capaces de falsear el juego de la competencia en el mercado común.

#### **Reglamento nº 67/67/CEE:**

Dos años después de la adopción del Reglamento nº 19/65 la Comisión procedió por primera vez a emitir su propio Reglamento de exención por categoría, y lo hizo mediante el **Reglamento nº 67/67/CEE de la Comisión, de 22 de marzo de 1967, relativo a la aplicación del apartado 3 del artículo 85 del Tratado a determinadas categorías de acuerdos de exclusiva.**

Dicho Reglamento tiene por objeto excluir de la aplicación del apartado 1 del Artículo 85 TCEE la categoría de acuerdos comerciales de exclusiva en el ámbito de la distribución. Es decir, los acuerdos relativos a la compra-venta de productos entre una empresa y un revendedor, en régimen de exclusividad. De este modo, según el Artículo 1 del Reglamento, sería perfectamente lícito el acuerdo en el que dos empresas se comprometieran a suministrarse o comprar mutuamente productos en la modalidad de concesionarios exclusivos. En el razonamiento se alega que la no obligación a un vendedor a mantener múltiples relaciones comerciales, y la posibilidad de establecer un único comprador o revendedor, puede conllevar a la racionalización y mejora en la distribución.

Y siguiendo en la senda iniciada, la Comisión adoptaba numerosos Reglamentos de exenciones por categorías, para aliviarse las tareas conferidas, dado que el número de notificaciones recibidas seguía siendo demasiado alto. Así, aparte de la mencionada distribución exclusiva, presenciamos la puesta en marcha de paquetes de exenciones en áreas como licencias y patentes, el transporte, la banca, los vehículos a motor, etc. (García Hidalgo, 2013). A lo largo de los años ochenta la Comisión adoptó más de diez reglamentos de exención por categorías, por ejemplo para acuerdos de especialización y para las empresas conjuntas (*joint ventures*) de I+D, así como acuerdos de licencia y transferencia de conocimientos técnicos. “Además, a finales

---

<sup>178</sup> Reglamento nº 19/65/CEE - Consideraciones preliminares.

de los años noventa, la Comisión adoptó un reglamento general de exención<sup>179</sup> que cubría todo tipo de acuerdos verticales considerados de menor impacto en la competencia.<sup>180</sup> Luego, en 1997, la Comisión adoptó la "doctrina de *minimis*". Dicha doctrina considera que, con excepción de las restricciones de competencia graves, los acuerdos entre empresas competidoras con menos del 5 por ciento de cuota de mercado, o de empresas no competidoras con una cuota de mercado inferior al 10 por ciento, son de menor importancia, por lo que su capacidad de restringir la competencia resulta no apreciable (Ruso, *et al.*, 2010). (Más tarde, en 2001, los umbrales aumentaron al 10 por ciento y 15 por ciento, respectivamente.<sup>181</sup>)

Pero aparte de la cuestión de acuerdos y prácticas concertadas entre empresas, existe un tema pendiente que hasta entonces no había recibido el trato merecido al nivel comunitario - las concentraciones y fusiones entre empresas.

#### **Reglamento (CEE) nº 4064/89:**

Los pocos casos de las concentraciones y fusiones entre empresas tratados hasta el momento habían sido analizados a través de una interpretación extensiva del Artículo 86 TCEE (posición de dominio). Sin embargo, el Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea (TJCE) ya en 1969 declaró ese enfoque como inapropiado. Y es que la aplicación del Artículo 86 requiere la existencia previa de una posición dominante, cosa que no necesariamente sucede, siendo la posición de dominio precisamente el resultado final del proceso de concentración (Palma, 2008).

La primera propuesta de un marco reglamentario sobre fusiones y adquisiciones data del año 1973. Pero como el Consejo y el Parlamento no quedaban plenamente convencidos por la propuesta del proyecto, se necesitaron otros dieciséis años y cuatro enmiendas (en 1981, 1984, 1986 y 1988). El resultado es que en 1989, tras un intenso y largo debate, se aprobó el primer

---

<sup>179</sup> Reglamento (CE) nº 2790/1999 de la Comisión, de 22 de diciembre de 1999, relativo a la aplicación del apartado 3 del artículo 81 del Tratado CE a determinadas categorías de acuerdos verticales y prácticas concertadas.

<sup>180</sup> "Furthermore, at the end of the 1990s the Commission adopted a general block exemption regulation covering all kinds of vertical agreements considered to have a minor impact on competition." Russo, Francesco; Schinkel, Maarten Pieter; Günster, Andrea; Carree, Martin. *European Commission Decisions on Competition: Economic Perspectives on Landmark Antitrust and Merger Cases*. Cambridge University Press, 2010. ISBN-13: 9780511730634.

<sup>181</sup> Commission Notice (2001/C 368/07) on agreements of minor importance which do not appreciably restrict competition under Article 81(1) of the Treaty establishing the European Community (*de minimis*).

Reglamento sobre concentraciones, con lo cual se llenó una brecha que hasta entonces había caracterizado la legislación europea sobre la competencia (Ruso, *et al.*, 2010).

**El Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas**, es la norma que finalmente vino a regular la cuestión de fusiones entre empresas en el ámbito europeo.

Las fusiones entre empresas no necesariamente tienen que tener efecto negativo sobre la competencia. Al revés - como la propia Comisión dispone en las consideraciones preliminares del nuevo Reglamento, la concentración de empresas es un hecho (debido a la globalización económica y de los mercados), y puede *“valorarse de forma positiva porque responde a las exigencias de una competencia dinámica y puede aumentar la competitividad de la industria europea, mejorar las posibilidades de crecimiento y elevar el nivel de vida en la Comunidad”*<sup>182</sup>. Porque la unión entre empresas puede hacerlas más fuertes en el mercado mundial, de manera que la propia CE queda beneficiada. Y a la vez se trata de un proceso natural, que responde a las tendencias de los mercados globalizados, a la supresión de fronteras interiores en la Comunidad y a perspectiva de la consecución del mercado interior previsto para 1992. Según la Comisión, estos hechos necesariamente conducen a importantes reestructuraciones de las empresas en la Comunidad.

Pero, no todo el proceso de concentración empresarial es beneficioso y aumenta la competitividad del conjunto, ya que si el resultado del proceso de fusión es la creación de un conglomerado que acapara el mercado, o una parte importante del mercado, hablaríamos claramente de una práctica contraria a la libre competencia. La Comisión tiene este peligro muy en cuenta:

*“ (...) no obstante, es necesario garantizar que el proceso de reestructuración no cause un perjuicio permanente a la competencia” y “el derecho comunitario debe, por consiguiente, incluir disposiciones que regulen las operaciones de concentración que puedan impedir de forma significativa la competencia efectiva en el mercado común o en una parte sustancial del mismo”*<sup>183</sup>.

---

<sup>182</sup> Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; N° L 395 / 1, 30.12.1989 - Consideraciones preliminares.

<sup>183</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

Precisamente por esta razón se aprobó el Reglamento nº 4064/89, ya que la Comisión, considerando todos los aspectos positivos y negativos de las operaciones de concentración empresarial, llegó a la conclusión de que es realmente necesario establecer un control de dichas operaciones, para preservar la competencia efectiva dentro de la Comunidad. La Comisión, por lo tanto, consideró que:

*“(…) es preciso crear un instrumento jurídico nuevo, en forma de Reglamento, que haga posible un control efectivo de todas las operaciones de concentración en función de su efecto sobre la estructura de la competencia en la Comunidad (...)”<sup>184</sup>*

Para controlar dichas operaciones y evaluar si son compatibles o no con el mercado común, primero tiene que delimitarse el ámbito de aplicación. En nuestro caso el control se refiere a las operaciones de concentración de dimensión comunitaria. (Por operación de concentración se entiende la fusión de dos o más empresas que anteriormente eran independientes, la adquisición de activos, o, en definitiva, la toma de control sobre una o varias empresas.) La dimensión comunitaria se define como tal cuando el volumen de negocios total de las empresas en cuestión supera 5.000 millones de ecus<sup>185</sup> a nivel mundial, y 250 millones de ecus a nivel comunitario, y cuando más de una tercera parte de su volumen de negocios trascienda las fronteras de un Estado miembro.

Entonces las empresas que se plantean la opción de fusionarse, están obligadas a notificar este plan a la Comisión. Ésta, a su vez, dispone del plazo de un mes para evaluar la notificación y emitir su decisión sobre la compatibilidad con el mercado común. Mientras tanto, *“no podrá llevarse a cabo una concentración (...), ni antes de ser notificada ni durante un plazo de tres semanas después de su notificación”<sup>186</sup>*.

A la hora de la evaluación de la conformidad de las operaciones de concentración con el mercado común, la Comisión, aparte del volumen de negocios, tendrá en cuenta también los siguientes hechos concernientes a las empresas en cuestión:

*“(…) su fortaleza económica y financiera, las posibilidades de elección de proveedores y usuarios, su acceso a las fuentes de suministro o a los mercados, la existencia de hecho o de*

---

<sup>184</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

<sup>185</sup> El **ECU** (European Currency Unit, en español Unidad Monetaria Europea), era una unidad de cuenta usada en la Comunidad Europea - posteriormente Unión Europea - con propósitos monetarios, antes de ser reemplazado por el Euro el 1 de enero de 1999.

<sup>186</sup> Ibidem - Artículo 7 (Suspensión de la operación de concentración).



*derecho de obstáculos al acceso a dichos mercados, la evolución de la oferta y la demanda de los productos y servicios de que se trate, los intereses de los consumidores intermedios y finales así como la evolución del progreso técnico o económico, siempre que ésta sea en beneficio de los consumidores y no constituya un obstáculo para la competencia.<sup>187</sup>”*

De esta manera, a través del Reglamento nº 4064/89 sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas, finalmente quedó zanjada la brecha que hasta el momento existía en la regulación comunitaria de la competencia.

Para cerrar el apartado, también es necesario mencionar el **Reglamento (CE) nº 659/1999 del Consejo, de 22 de marzo de 1999, por el que se establecen disposiciones de aplicación del artículo 93 del Tratado CE<sup>188</sup>**, el cual versa sobre la compatibilidad de las ayudas estatales con el mercado común. Ya hemos visto que, por norma general, las ayudas estatales quedan prohibidas para no generar distorsiones en el mercado común dando innecesarias e infundadas ventajas competitivas a empresas o sectores, al no ser que la intervención estatal resulte necesaria para compensar algunos fallos del mercado, o para fomentar actividades que resulten de interés general comunitario (como por ejemplo ayudas destinadas a regiones desfavorecidas o al fomento de energías renovables, etc.) En el caso de las ayudas estatales, igual que en el caso de los acuerdos o las concentraciones, existe la obligación de notificar a la Comisión para que ésta evalúe la compatibilidad con el mercado común. El Reglamento nº 659/1999 entonces viene a desarrollar las normas de procedimiento a las que deberá atenerse la Comisión a la hora de examinar los regímenes de ayudas existentes, y a la hora de adoptar decisiones referentes a ayudas modificadas o nuevas.

Antes de proceder al siguiente apartado, dedicado a la configuración actual del Derecho de competencia en la UE, la cual sufrió importantes modificaciones para adaptarse a las nuevas necesidades, cabe dibujar el panorama y resaltar las dificultades con las que se encontraba la defensa de la competencia al nivel europeo a finales del milenio.

---

<sup>187</sup> Ibidem - Artículo 2 (Evaluación de las operaciones de concentración).

<sup>188</sup> Posteriormente fue modificado por el Reglamento (CE) nº 794/2004 de la Comisión, de 21 de abril de 2004, por el que se establecen disposiciones de aplicación del Reglamento (CE) nº 659/1999 del Consejo por el que se establecen disposiciones de aplicación del artículo 93 del Tratado CE.

Ya hemos visto las complicaciones a las que tenía que hacer frente la Comisión a partir de los años sesenta, con la entrada en vigor del Reglamento nº 17/62 relativo a la aplicación de los Artículos 85 y 86 del TCEE - la DG IV de la Comisión quedó desbordada por una inmensa cantidad de notificaciones sobre acuerdos entre empresas. Pero hay que apuntar que con la aprobación del Reglamento nº 19/65 sobre las exenciones en bloque, la situación mejoró sustantivamente, pero aun así no llegó a solucionarse el problema. La Comisión seguía reteniendo amplias facultades y prácticamente ostentaba el monopolio, ya que tenía competencia exclusiva para emitir decisiones, con lo que el volumen de trabajo seguía inmenso y el efecto dilatorio, como consecuencia de este diseño operacional, parecía algo inevitable.

Todo esto, junto con las propuestas de mejora, se resume bien en el **Libro Blanco sobre la modernización de las normas de aplicación de los artículos 81 y 82 (antiguos artículos 85 y 86<sup>189</sup>) del Tratado CE**. El Libro Blanco al principio resume que la adopción en 1962 del Primer Reglamento de aplicación de los Artículos 85 y 86 del Tratado fue muy importante para el establecimiento de la política de competencia en la Comunidad. Con el Reglamento nº 17/62 se creó un sistema de supervisión basado en la aplicabilidad directa de la normativa de prohibición del apartado 1 del Artículo 85, y la obligación de notificación previa de prácticas restrictivas a la competencia, en el caso de querer optar por la exención con arreglo al apartado 3 del Artículo 85. El Reglamento otorgó la facultad de conceder dichas exenciones exclusivamente a la Comisión. Por consiguiente, el Reglamento nº 17/62 estableció un sistema de autorización centralizado para todas las prácticas restrictivas que quieran optar por la exención.

En el Libro Blanco se señala, que en el momento de la elaboración, este sistema de autorización centralizado era necesario y se demostró ser muy eficaz para el establecimiento de

---

<sup>189</sup> Nótese el cambio de enumeración de los artículos del Tratado. Ya se ha mencionado la evolución de la denominación de los Tratados: desde la firma del **Tratado de Roma en 1957** y hasta 1992 el texto se denominaba el "**Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea**" (TCEE). Tras la firma del **Tratado de Maastricht en 1992**, y hasta 2009, pasó a denominarse el "**Tratado constitutivo de la Comunidad Europea**" (TCE). Y actualmente, tras la firma del **Tratado de Lisboa en 2009**, se denomina el "**Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea**" (TFUE).

Entonces los cambios acaecidos tras las firmas de los sucesivos Tratados, trajeron consigo la incorporación de nuevos artículos o la modificación de algunos de los artículos existentes. Con esto se procedió también a una nueva enumeración de los artículos.

En cuanto al Derecho de la competencia, la enumeración de los artículos relativos a la regulación de ésta, es la siguiente: **Art. 85 - 94 TCEE; Art. 81 - 89 TCE; y Art. 101 - 109 TFUE**.

(Cabe mencionar que la enumeración de los Artículos del 81 - 89 del TCE se introdujo efectivamente tras la firma del Tratado de Ámsterdam en 1997, el cual vino a revisar algunos aspectos del tratado de Maastricht. Según el artículo 12 del Tratado de Ámsterdam: "*Los artículos, títulos y secciones del Tratado de la Unión Europea y del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, en su versión modificada por las disposiciones del presente Tratado, se volverán a numerar con arreglo a los cuadros de equivalencias establecidos en el Anexo del presente Tratado*".)

una "cultura de la competencia" en Europa. Y es que en los primeros años la política de competencia en muchas partes de la Comunidad no era muy conocida. *"En el momento en que la interpretación del apartado 3 del artículo 85 era todavía incierta y cuando el objetivo primordial de la Comunidad era la integración de los mercados nacionales, la aplicación centralizada de las normas comunitarias de competencia por la Comisión era el único sistema apropiado. Permitió a la Comisión establecer la aplicación uniforme del artículo 85 en toda la CE y promover la integración del mercado al impedir que las empresas recrearan los obstáculos que los propios Estados miembros habían eliminado gradualmente."*<sup>190</sup> Con esto el Reglamento nº 17/62 creó un conjunto de normas que actualmente son aceptadas por todos los Estados miembros, así como por la industria, como fundamentales para el buen funcionamiento del mercado interior (Libro Blanco, 1999).

Pero, por otro lado, como señala el Libro Blanco, el sistema centralizado de autorización basado en la notificación previa y el monopolio de la concesión de exenciones de la Comisión, ha llevado a las empresas a notificar a Bruselas un gran número de prácticas restrictivas. Y, si bien este sistema ha cumplido su papel y ha funcionado durante más de 35 años, *"ya no es apropiado para la Comunidad de hoy con 15 Estados miembros, 11 idiomas y más de 350 millones habitantes."*<sup>191</sup>

Por lo tanto, se proponen cambios sustanciales del sistema para agilizar el proceso, para quitar carga administrativa a la Comisión, y para adaptarlo a las exigencias actuales del mercado común. Las principales novedades que se proponen, podrían resumirse en los puntos siguientes:

- El cambio de un sistema de autorización centralizado a un sistema de excepción legal generalizado. (Todos los acuerdos serían lícitos, en la medida en que cumplieran las condiciones del apartado 3 del Artículo 81 del TCE (antiguo Art. 85 TCEE). Claro está, al no ser que se trate de las restricciones fundamentales prohibidas (las llamadas "cláusulas negras"), las cuales seguirían siendo ilícitas y nulas de pleno derecho.)

---

<sup>190</sup> *"À une époque où l'interprétation de l'article 85, paragraphe 3, était encore incertaine et où la Commission avait pour principal objectif l'intégration des marchés nationaux, la mise en application centralisée des règles de concurrence par la Commission était le seul système approprié. Il a permis à la Commission d'instaurer l'application uniforme de l'article 85 dans l'ensemble de la Communauté et de promouvoir l'intégration des marchés en empêchant les entreprises de recréer les barrières que les Etats membres eux-mêmes avaient progressivement éliminées."*

LIVRE BLANC sur la Modernisation des Regles d'application des Articles 85 et 86 du Traite CE ; Programme de la Commission nº 99/027. COMMISSION EUROPÉENNE, Bruxelles, le 28.04.1999.

<sup>191</sup> *"(...) ce système n'est cependant plus adapté à la Communauté d'aujourd'hui, avec ses 15 Etats membres, 11 langues et plus de 350 millions d'habitants."* - Ibidem, pag. 4.

- El cambio del sistema de notificación previa (control *ex ante*) por un sistema de control *ex post*. (Con esto los acuerdos que cumplan ciertas condiciones serían válidos desde el momento de su conclusión - ya no se exigiría notificación alguna para validar los acuerdos. Y no sería necesario tener que esperar a la decisión de la Comisión.)
- La finalización de la competencia exclusiva de la Comisión para declarar inaplicables las disposiciones del apartado 1 del Artículo 81 del TCE, y la creación de un sistema descentralizado. (Ahora el Artículo 81 del TCE se convertiría en una disposición directamente aplicable en su totalidad no sólo por la Comisión, sino también por las autoridades nacionales de competencia (ANCs) y por los Tribunales nacionales, los cuales estarían plenamente habilitados para aplicar su contenido.)

En definitiva, la reforma propuesta por el Libro Blanco supondría la aplicación descentralizada de las normas comunitarias de competencia por parte de las autoridades y tribunales nacionales y eliminaría la burocracia innecesaria y los costes de cumplimiento (*compliance costs*) para la industria. También estimularía la aplicación de las normas comunitarias de competencia por parte de las autoridades nacionales. Y finalmente, permitiría a la Comisión reorientar sus actividades sobre las infracciones del Derecho comunitario más graves.

El impacto de las propuestas contenidas en el Libro Blanco de 1999 sobre la competencia y el resultado final del proceso de reforma que dicho Libro implicó, serán objeto de análisis del siguiente apartado, dedicado a la configuración actual del Derecho de la competencia en la UE.

### **7.2.2) La configuración actual de la normativa de competencia en la UE:**

Como ya hemos visto, el objetivo fundamental de la legislación de la Unión Europea en materia de la competencia, es protegerla frente al falseamiento. Sin embargo, como mantiene el Parlamento Europeo, *“una competencia efectiva no es un fin en sí mismo, sino una condición para la realización de un mercado interior libre y dinámico, y representa uno de los instrumentos que contribuyen al bienestar económico general<sup>192</sup>”*.

Y para que el mercado interior pueda funcionar efectivamente y para que la sociedad europea se pueda beneficiar de sus efectos positivos, había que adaptar las reglas que rigen y aseguran el desarrollo de la libre competencia de modo que éstas respondieran a las necesidades actuales y que su protección estuviera garantizada de manera efectiva. Lo que hacía falta, era una modernización del sistema de defensa de la competencia en la UE.

#### **Reglamento (CE) nº 1/2003:**

Por eso se procedió, tras la publicación del Libro Blanco sobre la competencia del año 1999 y habiendo visto las deficiencias de la configuración del sistema de protección de la competencia, a una reforma de la aplicación de los Artículos 81 y 82 del TCE. El resultado es la aprobación del **Reglamento (CE) nº 1/2003 del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado.**

*“Con objeto de establecer un régimen que garantice que no se falsea la competencia en el mercado común, procede velar por la aplicación eficaz y uniforme en la Comunidad de los artículos 81 y 82 del Tratado. El Reglamento nº 17 del Consejo, de 6 de febrero de 1962, primer Reglamento de aplicación de los artículos 81 y 82 del Tratado, permitió desarrollar una política comunitaria de la competencia que contribuyó a la difusión de una cultura de la competencia en la Comunidad. Conviene, no obstante, en la actualidad, y a la luz de la experiencia adquirida,*

---

<sup>192</sup> Parlamento Europeo - A su servicio; Fichas técnicas sobre la Unión Europea - *La política de competencia*.  
[http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuId=FTU\\_3.2.1.html](http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuId=FTU_3.2.1.html)  
(Consultado el 12.4.2017.)



*sustituir dicho Reglamento por legislación idónea para superar los retos de un mercado integrado y de una futura ampliación de la Comunidad.*<sup>193</sup>”

Se señala, en particular, la necesidad de reconsiderar el régimen de aplicación de las excepciones a la prohibición de los acuerdos restrictivos de la competencia, recogidas en el apartado 3 del Artículo 81 del TCE. Y es que el régimen centralizado establecido por el Reglamento nº 17 en la actualidad ya no cumple con su propósito. El problema, según se dispone en las consideraciones preliminares del nuevo Reglamento nº 1/2003, es que ya no es capaz de asegurar un control eficaz de las conductas prohibidas de manera ágil y simple, ya que el sistema de notificación previa supone un procedimiento administrativo innecesario, ocasiona a las empresas costes importantes, y desvía a la Comisión de su tarea de perseguir las infracciones más graves. Por todo lo dicho, el Consejo llegó a la conclusión de que es realmente necesario:

*“(…) sustituir este régimen por un sistema de excepción legal directamente aplicable, en el que las autoridades de competencia y los órganos jurisdiccionales de los Estados miembros sean competentes no sólo para aplicar el apartado 1 del artículo 81 y el artículo 82 del Tratado, directamente aplicables en virtud de la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas, sino también el apartado 3 del artículo 81 del Tratado.*<sup>194</sup>”

De esta manera el nuevo Reglamento nº 1/2003 incorpora los cambios introducidos por el Libro Blanco de 1999, analizados previamente. Los cambios necesarios ya han sido introducidos en el epígrafe anterior, pero ahora cabe resumirlos, tal y como quedaron finalmente incorporados en el Reglamento. Las novedades más importantes para el logro de los objetivos de la modernización del sistema de defensa de la competencia, los cuales a su vez quieren conseguir una aplicación más eficiente de la normativa comunitaria de la competencia y menos burocracia para las empresas, son (Prieto Kessler, 2005):

- Abandono del sistema de notificación de acuerdos prohibidos pero autorizables: Se abandona el sistema de notificación previa a la Comisión, y la subsecuente evaluación, de los acuerdos entre empresas que, aun siendo contrarios a la competencia, caben dentro de las excepciones fijadas en el apartado 3 del Artículo 81 TCE. Ahora, según el

---

<sup>193</sup> Reglamento (CE) nº 1/2003 del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; L 1/1 ES; 4.1.2003.

<sup>194</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

Artículo 1 del Reglamento nº 1/2003, la cuestión es muy simple - los acuerdos prohibidos contemplados en el apartado 1 del Artículo 81 (prácticas concertadas prohibidas) y que no tengan cabida en el apartado 3 del Artículo 81 (inaplicabilidad del apartado 1), quedan prohibidos; los acuerdos prohibidos contemplados en el apartado 1 del Artículo 81 pero que quepan en el apartado 3 del Artículo 81, no están prohibidos; en ambos casos este ocurre, sin que sea necesaria cualquier otra decisión tomada al respecto. (Ahora las investigaciones de prácticas ilícitas no son automáticas, sino que se inician solamente por denuncia, o a instancia de una autoridad de competencia - una ANC o la propia Comisión - cuando haya sospecha de violación de las reglas de competencia.) En cuanto al abuso de la posición dominante regulada en el art. 82 TCE, ésta queda prohibida automáticamente, sin que sea necesaria otra decisión.

- Descentralización en la aplicación del derecho comunitario: Se establece que las normas sobre competencia, que anteriormente aplicaba exclusivamente la Comisión, serán ahora aplicadas de manera descentralizada y directa por las autoridades de competencia nacionales (ANCs), así como por los órganos jurisdiccionales nacionales. Con esto, las ANCs y los Tribunales nacionales pueden intervenir directamente en aplicación de los Artículos 81 y 82 del TCE. (Los Tribunales nacionales siempre tienen que tener en cuenta la primacía del Derecho comunitario.) De esta manera se finaliza la competencia exclusiva de la Comisión en la aplicación de las normas de competencia, se agiliza el proceso, y se da más libertad para que la Comisión concentre sus recursos en la represión de las infracciones más graves de dimensión transnacional.
- Mayor peso del análisis económico a la hora de evaluar los acuerdos: Con la reforma también se pasó de un sistema de control de prácticas esencialmente formalista *“a uno en el que prima el análisis económico de los efectos de los acuerdos en el contexto del mercado en el que los mismos se firman”*<sup>195</sup>. El poder de mercado se convierte entonces en un elemento importante a la hora de evaluar los comportamientos empresariales desde la perspectiva del derecho de la competencia (Prieto Kessler, 2005).

También se destaca la experiencia positiva adquirida con el trabajo del Comité consultivo en materia de prácticas restrictivas y de posiciones dominantes, el cual se estableció por el Reglamento nº 17/62. Por eso el Conejo mantiene, siguiendo en la misma senda, que:

---

<sup>195</sup> Prieto Kessler, Eduardo; *La Política de Defensa de la Competencia en la Unión Europea*; Información Comercial Española, ICE: Revista de economía; ISSN 0019-977X, Nº 820; 2005. (Págs. 99-110.)

*“Conviene que la Comisión y las autoridades de competencia de los Estados miembros formen conjuntamente una red de autoridades públicas que apliquen las normas de competencia comunitarias en estrecha cooperación.”<sup>196</sup>*

Por esta razón fue creada, en consecuencia, la Red Europea de Competencia (REC), o la Red de Autoridades de Competencia<sup>197</sup>, compuesta por la Comisión y las autoridades de competencia de los Estados miembros, y cuyo objetivo es colaborar de manera estrecha y complementaria para la aplicación eficaz de las normas de competencia de la UE.

En resumidas cuentas, el Reglamento nº 1/2003 trajo consigo una importante descentralización de las competencias de ejecución, involucrando plenamente a las ANC y los tribunales nacionales en la aplicación de los Artículos 81 y 82 del TCE. En consecuencia, la Comisión ya no es el único ejecutor del Derecho europeo de la competencia, sino un miembro de la Red de Autoridades de Competencia europeas, con la que coopera en la aplicación de las normas de competencia, igual que también colabora con los Tribunales nacionales (Ruso, *et al.*, 2010).

#### **Reglamento (CE) nº 139/2004:**

En el proceso de modernización necesariamente había que incluir también las normas relativas a las concentraciones entre empresas. Por esta razón se aprobó el **Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas**, también llamado el “**Reglamento comunitario de concentraciones**”.

Anteriormente el control de concentraciones entre empresas se regía por lo dispuesto en el Reglamento nº 4064/89, adoptado a finales de 1989, y analizado en el epígrafe previo. Los resultados obtenidos mediante la aplicación de dicho Reglamento, así como la experiencia adquirida durante los años de su aplicación, pueden considerarse generalmente positivos. Pero doce años más tarde, y, sobre todo, con el debate lanzado por la Comisión tras la publicación del

---

<sup>196</sup> Ibidem - Consideraciones preliminares.

<sup>197</sup> Comunicación de la Comisión sobre la cooperación en la Red de Autoridades de Competencia (2004/C101/03); Diario Oficial de la Unión Europea; C 101/43 ES; 27.4.2004.

Libro Verde sobre concentraciones de 2001, el Consejo llegó a la conclusión de que el sistema de control sería susceptible de mejoras.

El Libro Verde sobre concentraciones - el **Libro Verde sobre la revisión del Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo** - propone una revisión del Reglamento en aplicación, para adaptarlo al contexto actual. Se tiene en cuenta especialmente la nueva evolución económica, política y jurídica, como la introducción del euro, la ampliación de la Unión, la aceleración de la globalización de los mercados y empresas:

*“La revisión del Reglamento de concentraciones aquí propuesta se realiza con objeto de que el Reglamento de concentraciones continúe siendo un instrumento eficaz de control de las operaciones de concentración en un contexto económico y político cambiante, tanto en Europa como en todo el mundo.”<sup>198</sup>*

Además, el Reglamento nº 4064/89 ya ha sido objeto de modificaciones en el año 1997, cuando el Reglamento (CE) nº 1310/97<sup>199</sup> introdujo una serie de cambios. Por lo tanto, el Consejo también consideró que resultaba oportuno proceder a una refundición del texto.

*“Por consiguiente, es preciso un instrumento jurídico específico que permita un control efectivo de todas las concentraciones desde el punto de vista de su efecto sobre la estructura de la competencia en la Comunidad y que sea el único instrumento aplicable a estas concentraciones. (Por lo que) resulta oportuno refundir dicho Reglamento (el Reglamento nº 4064/89) en un texto legislativo que responda a los retos de un mercado más integrado y de la futura ampliación de la Unión Europea.”<sup>200</sup>*

El nuevo Reglamento nº 139/2004, si bien se basó en las disposiciones de su predecesor, supuso cambios significativos en el sistema del control de las concentraciones. El ámbito de aplicación sigue siendo el de las concentraciones de dimensión comunitaria, pero lo que cambia es la definición de lo que es la dimensión comunitaria. Ahora la definición es más compleja y se incluyen las concentraciones cuando: el volumen de negocios total de las empresas en cuestión

---

<sup>198</sup> LIBRO VERDE COM (2001) 745 final - sobre la revisión del Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo (presentado por la Comisión); COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 11.12.2001.

<sup>199</sup> REGLAMENTO (CE) nº 1310/97 DEL CONSEJO, de 30 de junio de 1997, por el que se modifica el Reglamento (CEE) nº 4064/89, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas.

<sup>200</sup> REGLAMENTO (CE) No 139/2004 DEL CONSEJO, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas (“Reglamento comunitario de concentraciones”); Diario Oficial de la Unión Europea; L 24/1 ES; 29.1.2004.

supera 5.000 millones de euros a nivel mundial, y 250 millones de euros a nivel comunitario, y cuando más de una tercera parte de su volumen de negocios trascienda las fronteras de un Estado miembro; pero a partir de ahora también cuando el volumen de negocios total de las empresas en cuestión supera 2.500 millones de euros a nivel mundial, en al menos tres Estados miembros su volumen de negocios total supera 100 millones de euros (en cada uno de éstos) - el volumen de negocios total de al menos dos de dichas empresas supera 25 millones de euros y a la vez el volumen de negocios total a escala comunitaria de éstas supera 100 millones de euros - si más de una tercera parte del volumen de negocios de cada empresa trasciende las fronteras de un Estado miembro.

Por lo tanto, se amplía y especifica con más detalle el ámbito de actuación. (La noción de la concentración empresarial se mantiene igual que en el Reglamento anterior.) Lo que cambia es también el procedimiento de notificación - las concentraciones de dimensión europea deben notificarse a la Comisión antes de su realización, igual que antes, pero ahora se suprime la obligación de notificar las operaciones en el plazo de una semana tras la celebración del acuerdo. Como novedad, se abre la posibilidad de una notificación previa, enviada antes de la celebración de un acuerdo vinculante. Con esto se da más flexibilidad a la Comisión, pero también se amplían los plazos en los que la Comisión tiene que emitir su decisión.

Otro ámbito que quedó afectado por la adopción del nuevo Reglamento, es el papel de las autoridades nacionales de competencia, el cual se vio reforzado significativamente, a la vez que se procedió a una simplificación del procedimiento de la notificación con el sistema de la autoridad única. A saber, las empresas afectadas están obligadas a notificar a la Comisión como autoridad única (ya que la obligación de notificar a las autoridades nacionales de los distintos Estados miembros afectados es innecesaria e ineficiente). Y la Comisión, a su vez, observando el principio de subsidiariedad, puede remitir el caso a la autoridad jurisdiccional más cercana. (Pero también la ANC de un Estado miembro puede solicitar a la Comisión la remisión de una operación en el caso de que su mercado esté afectado por tal operación.) En este sentido, pues, el nuevo Reglamento evita que una misma operación de concentración se notifique a distintas autoridades de competencia de la UE, e introduce un novedoso sistema de reenvíos entre la Comisión y las ANCs, y viceversa.

A continuación, cambian también los criterios de evaluación de la conformidad de las operaciones de concentración con el mercado común. Si anteriormente se tenía en cuenta principalmente la posición de dominio y se vigilaba sobre todo el hecho de *“no crear ni reforzar*



*posición dominante alguna en el mercado común o en una parte substancial del mismo*<sup>201</sup>, ahora la vigilancia se amplía también a otros efectos de obstaculización significativa de la competencia. Aparte del “test de dominancia” se tiene en cuenta también el “test sustantivo” para cubrir ciertas lagunas existentes en la aplicación. Como señala Prieto Kessler:

*“el motivo fundamental para el cambio del test sustantivo ha sido permitir que la normativa cubra determinados efectos anticompetitivos susceptibles de dañar el bienestar de los consumidores no derivados de la creación de una posición de dominio*<sup>202</sup>”.

El resultado es que el nuevo Reglamento de concentraciones nº 139/2004 reformó el marco reglamentario de referencia, ya que impulsó efectivamente la participación de las autoridades nacionales de competencia, y también simplificó el procedimiento de notificación e investigación.

Y para hacer el proceso de modernización completo, se adoptaron también unos textos complementarios. El nuevo Reglamento vino acompañado seguidamente de dos documentos: las *Directrices sobre evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de concentraciones de empresas*<sup>203</sup>, y la guía de las *Buenas Prácticas para la tramitación de los procedimientos de concentración*<sup>204</sup> (Palma, 2008). Pero también se ha emitido un año más tarde la *Comunicación de la Comisión sobre el procedimiento simplificado para tramitar determinadas concentraciones*<sup>205</sup>. Con esto se concluyó el proceso de la

---

<sup>201</sup> Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas - Artículo 2.

<sup>202</sup> Prieto Kessler, Eduardo; *La Política de Defensa de la Competencia en la Unión Europea*; Información Comercial Española, ICE: Revista de economía; ISSN 0019-977X, Nº 820; 2005. (Págs. 99-110.)

<sup>203</sup> Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas; (2004/C 31/03).

<sup>204</sup> DG Competition Best Practices on the conduct of EC merger proceedings, 20/01/2004 - Buenas prácticas en materia de aplicación de los procedimientos comunitarios de control de las concentraciones (las “Buenas prácticas”).

<sup>205</sup> Comunicación de la Comisión sobre el procedimiento simplificado para tramitar determinadas concentraciones en virtud del Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo; (2005/C 56/04). Más tarde modificado por la Comunicación de la comisión sobre el procedimiento simplificado para tramitar determinadas operaciones de concentración con arreglo al Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo (2013/C 366/04). Seguidamente modificado por la Corrección de errores en la Comunicación de la Comisión sobre el procedimiento simplificado para tramitar determinadas operaciones de concentración con arreglo al Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo (2014/C 11/05).

adaptación de la normativa relativa a las concentraciones entre empresas en la UE al nuevo contexto actual.

#### **Reglamento nº 773/2004:**

El último de los Reglamentos promulgados dentro de la reforma modernizadora del sistema de defensa de la competencia en el ámbito comunitario, es el **Reglamento (CE) nº 773/2004 de la Comisión, de 7 de abril de 2004, relativo al desarrollo de los procedimientos de la Comisión con arreglo a los artículos 81 y 82 del Tratado CE**. La necesidad de la adopción de este Reglamento complementario se subraya en las consideraciones preliminares del mismo:

*“El Reglamento (CE) nº 1/2003 faculta a la Comisión para regular determinados aspectos procedimentales relativos a la aplicación de los artículos 81 y 82 del Tratado. Es necesario establecer normas relativas a la incoación de procedimientos por parte de la Comisión, así como a la tramitación de las denuncias y a la audiencia de las partes interesadas.”<sup>206</sup>*

El Reglamento nº 773/2004, por lo tanto, tiene por objeto el establecimiento de *“los procedimientos instruidos por la Comisión en aplicación de los artículos 81 y 82 del Tratado”<sup>207</sup>*. Dichos procedimientos, en concreto, se refieren a la incoación del procedimiento, a las investigaciones realizadas por la comisión (sobre todo al poder de recabar declaraciones y preguntas orales durante las inspecciones), a la tramitación de las denuncias (entre otros, la admisibilidad de las denuncias o su desestimación, la participación de los denunciantes en el procedimiento, o el acceso a la información), al ejercicio del derecho a ser oído, al acceso al expediente y tratamiento de la información confidencial, etc.

Con este último Reglamento se cierra el panorama de la normativa adoptada en virtud de la reforma modernizadora del sistema de defensa de la competencia dentro de la Unión Europea.

Después de haber analizado la evolución de la reglamentación europea relativa a la competencia y después de haber visto la reforma acometida para adaptar dichas normas al contexto y a las necesidades actuales, ahora cabe revisar los fundamentos jurídicos de la

---

<sup>206</sup> REGLAMENTO (CE) nº 773/2004 DE LA COMISIÓN, de 7 de abril de 2004, relativo al desarrollo de los procedimientos de la Comisión con arreglo a los artículos 81 y 82 del Tratado CE; Diario Oficial de la Unión Europea; L 123/18 ES; 27.4.2004.

<sup>207</sup> Ibidem - Artículo 1.

competencia establecidos en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). Este último es de adopción y entrada en vigor posterior (año 2009) a la normativa estudiada hasta ahora. Precisamente esta es la razón por la que el TFUE entra en el escenario del análisis como último, aun siendo la norma más importante.

### **Artículos 101 - 109 del TFUE:**

El Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), tras la aprobación en diciembre de 2007 y en entrada en vigor en diciembre de 2009 del Tratado de Lisboa, modifica y sustituye al Tratado constitutivo de la Comunidad Europea (TCE). Como ya hemos visto, con el establecimiento del TFUE se procedió también a una nueva enumeración de los artículos comprendidos en el Tratado. Por lo que los antiguos Artículo 81 - 89 del TCE, dedicados a la competencia, ahora pasan a ser los Artículos 101 - 109 del TFUE. (Los cuales, a su vez, antiguamente eran los Artículos 85 - 94 del TCEE.)

En el TFUE se desarrollan las normas relativas a la competencia en el Título VII - *Normas comunes sobre competencia, fiscalidad y aproximación de las legislaciones*, cuyo Capítulo 1 se dedica a las *Normas sobre competencia*. Luego la Sección primera - *Disposiciones aplicables a las empresas* comprende los Artículos 101 - 106, y la Sección segunda - *Ayudas otorgadas por los Estados* comprende los Artículos 107 - 109.

El **Artículo 101 del TFUE** establece la prohibición total de los acuerdos contrarios a la competencia, de manera que quedan prohibidos y son nulos de pleno derecho (apartado 2) todos los acuerdos entre empresas que socaven o puedan socavar la competencia y que puedan afectar al comercio entre los Estados miembros (apartado 1), “*y que tengan por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del mercado interior*”<sup>208</sup>. Concretamente el Artículo 101 se refiere a operaciones que consistan en la fijación de precios; en limitación o control de la producción, del mercado, del desarrollo técnico o de las inversiones; en el reparto del mercado o de las fuentes de abastecimiento; en la discriminación y trato desigual a terceros; y en los contratos subordinados forzados.

---

<sup>208</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA; Diario Oficial de la Unión Europea; C 326/47 ES; 26.10.2012. - Artículo 101, apartado 1.

Pueden eximirse de dicha prohibición aquellos acuerdos que contribuyan a mejorar la producción o la distribución de los productos, o a fomentar el progreso técnico o económico, siempre y cuando dicha operación no suponga una imposición de restricciones y eliminación de competencia (apartado 3).

El **Artículo 102 del TFUE** establece la prohibición total del abuso de posición dominante en el mercado interior o en una parte sustancial del mismo. A pesar de la inexactitud de la definición de la posición dominante en los Tratados, queda generalmente aceptada la definición de ésta elaborada por el Tribunal de Justicia:

*“(…) la posición dominante a la que se refiere el artículo 86 (del TCEE - ahora art. 102 TFUE) es la posición de poder económico de una empresa que le permite obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado de referencia, al darle la posibilidad de actuar en buena medida independientemente de sus competidores, de sus clientes y en definitiva de los consumidores<sup>209</sup>”.*

Entonces, el abuso de posición dominante es incompatible con el mercado interior y queda prohibida, en la medida en que pueda afectar al comercio entre los Estados miembros. La lista de las prácticas prohibidas de las que consiste dicho abuso, es igual que en el artículo previo - la fijación de precios, la limitación y control de la producción, etc.

Y como ya sabemos, los dos primeros artículos de la Sección primera, es decir los Artículos 101 y 102 que acabamos de ver, desde el 1 de mayo de 2004 quedan complementados por el Reglamento (CE) nº 1/2003 del Consejo, el cual regula la ejecución de las normas sobre competencia previstas en dichos artículos. Y por su parte, el Reglamento (CE) nº 139/2004 regula las concentraciones empresariales, con lo que se completa la reglamentación de las conductas empresariales prohibidas en el mercado interior.

El **Artículo 103 del TFUE** establece la herramienta de desarrollo y aplicación de los primeros dos artículos, la cual serán las Directivas o los Reglamentos del Consejo, y cuyo objetivo será garantizar la observancia del cumplimiento de dichos artículos:

---

<sup>209</sup> SENTENCIA DEL TRIBUNAL DE JUSTICIA, de 14 de febrero de 1978 - ASUNTO 27/76; United Brands Company y United Brands Continental BV contra la Comisión de las Comunidades Europeas (Asunto “United Brands”).

*“El Consejo, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, adoptará los reglamentos o directivas apropiados para la aplicación de los principios enunciados en los artículos 101 y 102.”<sup>210</sup>* (He aquí una diferencia con respecto al TCE, el cual mantenía que el procedimiento de adopción de dichas disposiciones por parte del Consejo, sería la mayoría cualificada.<sup>211</sup>)

Dichos Reglamentos y Directivas, además de asegurar la observancia de lo dispuesto en los Artículos 101 y 102, tienen por objeto precisar el ámbito de aplicación de éstos, establecer multas y multas coercitivas, determinar las modalidades de aplicación de las excepciones (previstas en el apartado 3 del Art. 101), definir las funciones de la Comisión y del TJUE a la hora de la aplicación de las disposiciones mencionadas, y definir las relaciones entre dichas disposiciones y las legislaciones nacionales.

**El Artículo 104 del TFUE** está relacionado con el artículo anterior, ya que establece que hasta la entrada en vigor de las Directivas y Reglamentos, según se prevé en el Art. 103, serán las autoridades de los Estados miembros las que decidirán sobre la licitud de los acuerdos, decisiones y prácticas concertadas y sobre la explotación abusiva de una posición dominante en el mercado interior. (Aquí aparece otro cambio respecto al TCE, el cual no habla del mercado interior, sino del mercado común - siendo éste un cambio formalista y de poca incidencia.)

**El Artículo 105 del TFUE** establece la actuación de la Comisión ante los supuestos casos de infracción de lo dispuesto en los Artículos 101 y 102 (y es que la Comisión, aparte del Consejo, también tiene que velar por la aplicación de dichas disposiciones). Concretamente, la Comisión, tendrá que investigar los casos de supuesta infracción - actuando o a instancia de un Estado miembro o de oficio, y colaborando con las autoridades competentes de los Estados. En el caso de que se comprobase la existencia de la infracción, la Comisión propondrá medidas para poner fin a la infracción, y en el caso de que las empresas sigan con la conducta ilícita, la Comisión emitirá una decisión motivada y podrá asimismo autorizar a los Estados miembros para que adopten las medidas necesarias.

---

<sup>210</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA; Diario Oficial de la Unión Europea; C 326/47 ES; 26.10.2012. - Artículo 103.

<sup>211</sup> *“El Consejo, por mayoría cualificada, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, adoptará los reglamentos o directivas apropiados para la aplicación de los principios enunciados en los artículos 81 y 82.”*

VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO CONSTITUTIVO DE LA COMUNIDAD EUROPEA; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; C 325/33 ES; 24.12.2002. - Artículo 83.

En el TFUE se añade el apartado 3 al Artículo 105 (respecto al TCE y al TCEE), el cual dispone que: *“La Comisión podrá adoptar reglamentos relativos a las categorías de acuerdos sobre las que el Consejo haya adoptado un reglamento o una directiva con arreglo a la letra b) del apartado 2 del artículo 103.”*<sup>212</sup>

Y la letra b) del apartado 2 del Art. 103 se refiere a Reglamentos del Consejo cuyo objeto es determinar las modalidades de aplicación del apartado 3 del Artículo 101 (las excepciones), *“teniendo en cuenta la necesidad, por una parte, de asegurar una vigilancia eficaz y, por otra, de simplificar en lo posible el control administrativo.”*<sup>213</sup> Es decir, la Comisión puede adoptar Reglamentos relativos a las excepciones establecidas en el apartado 3 del Art. 101 TFUE, en las categorías que el Consejo haya excluido de la aplicación del apartado 1 del Art. 101 TFUE, en aras de eficacia y simplificación administrativa.

(Y los procedimientos de la Comisión con arreglo a los Artículos 101 y 102 del TFUE están desarrollados con detalle por el Reglamento (CE) nº 773/2004 de la Comisión, de 7 de abril de 2004, tal y como hemos visto anteriormente.)

El **Artículo 106 del TFUE** se refiere a la actuación de los Estados miembros respecto a las empresas públicas y aquellas empresas a las que concedan derechos especiales o exclusivos. Se establece la prohibición de adoptar o mantener medidas contrarias a la libre competencia por parte de los Estados miembros, previstas en los Tratados. En el caso contrario, la Comisión dirigirá a los Estados miembros decisiones o directivas. Además, se establece que:

*“Las empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general o que tengan el carácter de monopolio fiscal quedarán sometidas a las normas de los Tratados, en especial a las normas sobre competencia, en la medida en que la aplicación de dichas normas no impida, de hecho o de derecho, el cumplimiento de la misión específica a ellas confiada.”*<sup>214</sup>

Con el **Artículo 107 del TFUE** pasamos a la Sección segunda, la cual regula las Ayudas otorgadas por los Estados. El apartado 1 viene a prohibir, en general, las ayudas otorgadas por

---

<sup>212</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA; Diario Oficial de la Unión Europea; C 326/47 ES; 26.10.2012. - Artículo 105.

<sup>213</sup> Ibidem - Artículo 103.

<sup>214</sup> Ibidem - Artículo 106.



los Estados o mediante fondos estatales, que “*falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones*”<sup>215</sup>, considerándolas incompatibles con el mercado interior.

Pero a continuación el apartado 2 detalla los casos en los que no se aplica esta prohibición por considerarse estas ayudas compatibles con el mercado interior y, por lo tanto, automáticamente admisibles. Entre éstas pertenecen las ayudas de carácter social o las ayudas destinadas a reparar los perjuicios causados por desastres naturales o por otros acontecimientos de carácter excepcional. También se incluyen en la letra c) las ayudas a determinadas regiones de la República Federal de Alemania afectadas por la división de Alemania - pero se añade una disposición nueva respecto al TCE, que dicha letra podrá derogarse 5 años después de la entrada en vigor del TFUE.

En el apartado 3 se detallan las ayudas que podrán considerarse compatibles con el mercado interior, como por ejemplo las ayudas destinadas a favorecer regiones económicamente desfavorecidas, las ayudas para fomentar la realización de un proyecto importante de interés común europeo o destinadas a poner remedio a una grave perturbación en la economía de un Estado miembro<sup>216</sup>, las ayudas destinadas a promover la cultura y la conservación del patrimonio, u otras ayudas que el Consejo, a propuesta de la Comisión, considere necesarias. La Comisión luego está encargada de examinar individualmente los casos contemplados en el apartado 3.

A continuación, el **Artículo 108 del TFUE** establece el control, por parte de la Comisión, de las ayudas existentes en los Estados miembros, y la obligación, por parte de los Estados miembros, de notificar los proyectos dirigidos a conceder o modificar ayudas, para que la Comisión los examinase. Si la Comisión considera que las ayudas existentes no son compatibles con el mercado interior, instará al Estado miembro en cuestión a la supresión o modificación de dicha ayuda. Y en el caso de las ayudas planeadas, el Estado miembro en cuestión no podrá adoptarlas hasta que la Comisión no declare su compatibilidad con el mercado interior.

---

<sup>215</sup> Ibidem - Artículo 107.

<sup>216</sup> En el Artículo 107, apartado 3, letra b) se han basado las ayudas financieras otorgadas, con carácter excepcional, a los bancos en el contexto de la crisis económica y financiera. En julio de 2013 se publicó la Comunicación sobre la aplicación, a partir del 1 de agosto de 2013, de la normativa sobre ayudas estatales a las medidas de apoyo en favor de los bancos en el contexto de la crisis financiera (“Comunicación bancaria”). A raíz de la crisis económica y financiera se consideró que determinadas ayudas, que de otro modo serían ilícitas, cumplieron con los criterios de compatibilidad con el mercado interior.

(Se añade el apartado 4, estableciendo que la Comisión podrá adoptar Reglamentos relativos a las categorías de ayudas públicas, a las que se refiere el siguiente Artículo 109. De este modo la Comisión puede reglamentar sobre las ayudas que el Consejo excluyó de la aplicación de este artículo.)

Y finalmente, el **Artículo 109 del TFUE** establece que: *“El Consejo, a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, podrá adoptar los reglamentos apropiados para la aplicación de los artículos 107 y 108<sup>217</sup>”,* así como determinar las categorías de ayudas nuevas o modificadas que quedan excluidas.

Pero hablando de las ayudas estatales, y de las excepciones al sistema de control de éstas, también es necesario mencionar los llamados Servicios públicos, servicios de interés general y servicios de interés económico general (SIEG). Según el glosario de EUR-Lex:

*“Los servicios de interés económico general (SIEG) son actividades de servicio comercial que cumplen misiones de interés general y que están sujetas a obligaciones específicas de servicio público. Entre ellos figuran las redes de transporte, energía, comunicación y los servicios postales.<sup>218</sup>”*

El Artículo 14 del TFUE atribuye por primera vez a la Unión Europea una competencia legislativa (aunque no exclusiva) en el sentido de que el Parlamento Europeo y el Consejo pueden adoptar Reglamentos que establecerán principios y condiciones para prestar, encargar y financiar dichos servicios. Y es que el Artículo 14 destaca la importancia del *“lugar que los servicios de interés económico general ocupan entre los valores comunes de la Unión, así como de su papel en la promoción de la cohesión social y territorial<sup>219</sup>”*. Por eso se considera necesario otorgar a las SIEG una posición especial. El Protocolo nº 26, que complementa el Artículo 14 del TFUE, destaca una vez más la importancia de los servicios de interés económico general para los valores comunes de la Unión, mencionando en particular:

---

<sup>217</sup> Ibidem - Artículo 109.

<sup>218</sup> EUR-Lex - El acceso al Derecho de la Unión Europea; Glosario de las síntesis - Servicios de interés económico general.  
[http://eur-lex.europa.eu/summary/glossary/services\\_general\\_economic\\_interest.html?locale=es](http://eur-lex.europa.eu/summary/glossary/services_general_economic_interest.html?locale=es)

<sup>219</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA; Diario Oficial de la Unión Europea; C 326/47 ES; 26.10.2012. - Artículo 14.

*“(…) el papel esencial y la amplia capacidad de discreción de las autoridades nacionales, regionales y locales para prestar, encargar y organizar los servicios de interés económico general lo más cercanos posible a las necesidades de los usuarios; la diversidad de los servicios de interés económico general y la disparidad de las necesidades y preferencias de los usuarios que pueden resultar de las diferentes situaciones geográficas, sociales y culturales; un alto nivel de calidad, seguridad y accesibilidad económica, la igualdad de trato y la promoción del acceso universal y de los derechos de los usuarios<sup>220</sup>”.*

En virtud del Artículo 14 del TFUE se estableció el marco regulador en vigor de los SIEG, el cual se compone de una Decisión de la Comisión<sup>221</sup> y dos Comunicaciones<sup>222</sup>, así como de la Directiva 2006/111/CE<sup>223</sup> y del Reglamento (UE) nº 360/2012<sup>224</sup>. (Dicha normativa no será objeto de análisis de la presente Tesis, ya que trasciende el ámbito de estudio.)

En resumidas cuentas, las SIEG, según la Comisión, y dada su importancia, se merecen un trato normativo especial, el cual les permitiría recibir apoyo estatal en forma de ayudas públicas, y que éstas, en determinadas circunstancias, estén exentas de las prohibiciones y obligaciones resultantes de las disposiciones contenidas en los artículos 106 - 109 del TFUE. Como estipula la Comisión:

*“Para que algunos servicios de interés económico general (SIEG) funcionen con arreglo a principios y condiciones que les permitan desempeñar sus misiones, puede resultar necesario un*

---

<sup>220</sup> Versión consolidada del Tratado de la Unión Europea - PROTOCOLOS - Protocolo (nº 26) sobre los servicios de interés general; 12008M/PRO/26; Diario Oficial nº 115 de 09/05/2008, p. 0308 - 0308.

<sup>221</sup> DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 20 de diciembre de 2011 relativa a la aplicación de las disposiciones del artículo 106, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea a las ayudas estatales en forma de compensación por servicio público concedidas a algunas empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general.

<sup>222</sup> Comunicación de la Comisión relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea en materia de ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios de interés económico general.

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN - Marco de la Unión Europea sobre ayudas estatales en forma de compensación por servicio público.

<sup>223</sup> DIRECTIVA 2006/111/CE DE LA COMISIÓN, de 16 de noviembre de 2006, relativa a la transparencia de las relaciones financieras entre los Estados miembros y las empresas públicas, así como a la transparencia financiera de determinadas empresas.

<sup>224</sup> REGLAMENTO (UE) nº 360/2012 DE LA COMISIÓN de 25 de abril de 2012 relativo a la aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea a las ayudas *de minimis* concedidas a empresas que prestan servicios de interés económico general.

*apoyo financiero de las autoridades públicas cuando los ingresos procedentes de la prestación del servicio no permitan cubrir los costes derivados de la obligación de servicio público.<sup>225</sup>”*

*“(…) las ayudas estatales en forma de compensación por servicio público concedidas a algunas empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general son compatibles con el mercado interior y estarán exentas de la obligación de notificación establecida en el artículo 108, apartado 3, del Tratado.<sup>226</sup>”*

Con los Servicios de interés económico general (SIEG), los cuales entran en el panorama de las ayudas otorgadas por los Estados, aun no formando parte de manera directa de las disposiciones relativas a la competencia comprendidas dentro de las Normas comunes sobre competencia del TFUE, se cierra este análisis.

Habiendo visto los Artículos 101 - 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, así como los Reglamentos que desarrollan la aplicación de las disposiciones contenidas en dichos Artículos (en particular, el Reglamento (CE) nº 1/2003, el Reglamento (CE) nº 139/2004, y el Reglamento (CE) nº 773/2004), podemos considerar por concluido el análisis de la normativa relativa a la defensa de la competencia en la Unión Europea.

Ahora, el paso siguiente, es el de descender a la realidad y dedicar los próximos epígrafes de este Capítulo a la observación de algunas variables de los mercados energéticos (en concreto del mercado de la electricidad y del gas natural) y ver cómo se articula la competencia en éstos, y si la introducción y la observancia de las reglas de libre competencia en este ámbito supuso mejoras en la configuración del mercado y si tuvo consecuencias positivas para los clientes finales.

---

<sup>225</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN - Marco de la Unión Europea sobre ayudas estatales en forma de compensación por servicio público (2011); Diario Oficial de la Unión Europea C 8/15 ES; 11.1.2012. - Apartado 1. - OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.

<sup>226</sup> DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 20 de diciembre de 2011 relativa a la aplicación de las disposiciones del artículo 106, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea a las ayudas estatales en forma de compensación por servicio público concedidas a algunas empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general [notificada con el número C (2011) 9380]; Diario Oficial de la Unión Europea L 7/3 ES - Decisiones; 11.1.2012. - Artículo 1- Objeto.

### **7.3) Los problemas relacionados con la competencia en el sector energético de la UE:**

En los Capítulos previos hemos hablado sobre la energía, sobre la Política Energética de la Unión Europea, y sobre la regulación del sector energético europeo (concretamente en el mercado eléctrico y del gas natural). Y sobre la competencia - su defensa y su regulación al nivel de la UE. Ahora cabe intentar unir estas dos grandes cuestiones y ver cómo se interrelacionan. Es decir, ver qué posición tiene la competencia y su defensa en el sector energético europeo, tanto de manea teórica, como de modo más práctico.

Por eso, en este apartado vamos a ver qué cabida tiene la competencia en el sector de la energía. (Si bien este tema ya ha sido objeto del análisis en su Capítulo correspondiente, ahora vamos a sintetizar las ideas principales y resumir la configuración del sistema). Sobre todo, se repasará la distinción de las fases competitivas y las reguladas, así como los problemas específicos relacionados con la competencia que presenta el sector de la electricidad y del gas natural.

Y consiguientemente, vamos a tratar de ver cómo se plasman estos principios en la estructura real del mercado eléctrico y gasista. Para esto, vamos a observar las dos variables más patentes - el número de las principales empresas que operan en el mercado y las cuotas de mercado (tanto las del principal operador, como las cuotas cumulativas de las principales empresas - por empresas principales se entienden aquellas que cubren al menos el 5% del mercado en cuestión), y los precios de electricidad y del gas natural (tanto para los consumidores domésticos como los industriales). De este modo vamos a intentar averiguar hasta qué punto en dichos mercados la competencia puede estar obstaculizada.

Para ilustrar mejor el panorama de los sectores de la electricidad y del gas natural y los problemas que se suscitan para la competencia efectiva en los mercados respectivos, a continuación, en el apartado siguiente, vamos a estudiar dos investigaciones sectoriales de la Comisión: la Investigación sectorial en los mercados del gas y la electricidad (Comunicación de la Comisión COM (2006) 851, de 10 de enero de 2007, *Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad - Informe final*) y la Investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad (Informe de la Comisión COM(2016) 752 final - *Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad*).

### **7.3.1) La competencia en el sector de la electricidad y del gas natural:**

En el epígrafe inicial de este Capítulo, dedicado al concepto de la competencia y sus fundamentos, hemos visto las principales características de ésta y de los mercados competitivos. También hemos introducido el concepto del poder de mercado, de las barreras de entrada y salida, y de los monopolios y oligopolios.

En síntesis, una de las condiciones necesarias para el correcto funcionamiento de los mercados, es la ausencia del poder de mercado, de modo que los mercados cumplan su función de asignar de manera eficiente los recursos. *“Esto se produce cuando los agentes que concurren carecen individualmente, o en su conjunto, de una influencia determinante sobre la fijación del precio.”*<sup>227</sup> Además, es necesario que exista también la libertad de establecimiento en todos los segmentos de la actividad, que las barreras de entrada y de salida no sean muy grandes y que la presión competitiva sea suficiente para proteger a los precios frente a comportamientos estratégicos de las empresas (Fabra, Fabra Utray, 2010).

Luego también hemos visto que las condiciones necesarias para el correcto funcionamiento de los mercados no siempre se dan, ya que las empresas tienen incentivos para llevar a cabo comportamientos anticompetitivos y coludir, o eliminar la competencia, para hacerse con el excedente del consumidor. Y que suelen existir barreras de entrada importantes, ya sean naturales o creadas por las empresas o hasta por los propios Estados, sobre todo en algunos sectores. Por eso aparece el Derecho de la competencia - para establecer reglas de defensa de la competencia que protejan a los mercados de todo tipo de situaciones y comportamientos contrarios a la libre competencia. Es decir, cuando los mercados no pueden funcionar de manera competitiva por sí solos, deberían estar sujetos a los preceptos de regulación económica aplicando la normativa de la competencia, establecida para tal fin.

Pero la situación es muy diferente para las industrias de red, donde la red suele ser un monopolio natural. Hablamos de un monopolio natural en una situación en la que una empresa es capaz de satisfacer la demanda con menores costos medios que si en el mercado actuaran más empresas. El monopolio natural crea la ventaja de las economías de escala, lo que se expresa por la disminución de la curva de costos medios. En un mercado no regulado la empresa que ostenta el monopolio natural se convierte en el creador de precios (Machek, Hnilica, 2010).

---

<sup>227</sup> Fabra, Natalia; Fabra Utray, Jorge; *Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos*; CUADERNOS ECONÓMICOS DE ICE Nº 79; 2010.



El monopolio natural suele aparecer en las industrias de red, tales como electricidad, gas, agua y calor, ferrocarril, o telecomunicaciones. Estos sectores tienen varias características específicas. Su característica básica es la propia red - la infraestructura necesaria para la transferencia de bienes o servicios entre proveedores y clientes (líneas eléctricas, tuberías de gas y de agua, red ferroviaria, cables de teléfono). La construcción de la red requiere grandes inversiones iniciales, que representan costos hundidos. Otra cuestión importante es que las industrias de red a menudo proporcionan servicios de interés público, tanto desde una perspectiva económica, como social, los cuales son esenciales para el funcionamiento de las economías nacionales. Desde la perspectiva social, las industrias de red proporcionan bienes y servicios que se consideran de necesidad básica: la electricidad, gas, calefacción, telefonía, transporte, etc. Por lo tanto, la demanda de estos productos es generalmente inelástica (Sysel, 2011).

Entonces las industrias de red presentan dos características muy peculiares - por un lado, las empresas ostentan una posición de monopolio natural, con un poder de mercado decisivo, y por otro lado suministran bienes y servicios básicos y de interés público. Pero en las sociedades modernas no se acepta el ejercicio incontrolado del poder de mercado sobre tales instalaciones esenciales. Entonces la única solución para que las empresas propietarias de las redes no abusen de su posición dominante, es la regulación (Newbery, 2005).

En el Capítulo 6 hemos visto la regulación adoptada desde la UE precisamente para paliar este problema. Hemos estudiado las tres etapas, o los tres paquetes de medidas liberalizadoras, que pretenden establecer las reglas de juego en el sector eléctrico y de gas natural, de manera que las empresas no puedan abusar de su posición de dominio en el mercado. Las principales medidas introducidas, como ya sabemos, son la separación vertical (*unbundling*) y el acceso de terceros a la red (ATR).

La idea básica es que las empresas deben proceder a la separación vertical (*unbundling*) de los servicios potencialmente competitivos, los cuales tienen que independizarse de la red de monopolio natural. De este modo el propietario de la red no tendría incentivos para favorecer a su propio proveedor de servicios (Newbery, 2005). Aunque, como señala Newbery, esta separación vertical del servicio de la red en el caso de la electricidad y del gas, corre el riesgo de perder los beneficios de las economías de escala. Pero estas pérdidas parecen pequeñas en comparación con las posibles ganancias de eficiencia. Efectivamente, como destaca Vives, el proceso de liberalización en el sector energético, así como en otras industrias de red, se basa en la idea de que la competencia es fuente de eficiencia (Vives, 2006).

El proceso del *unbundling* en el sector de la electricidad, significa en la práctica la separación jurídica y funcional del sistema según la cual hay que separar la generación y la comercialización por una parte (las fases competitivas), de la transmisión y de la distribución por otra parte (las redes - las fases no competitivas). Y en el caso del gas natural se añade también la separación de almacenamientos y de redes de GNL (mientras que la fase de la generación no cobra tanto protagonismo, ya que, como hemos visto, la producción del gas natural dentro de la UE es más bien escasa).

Y por su parte el derecho de acceso de terceros a la red (ATR), es el derecho que tienen los “terceros” (es decir, los competidores o los clientes cualificados) de utilizar las líneas de transmisión de electricidad - tanto el transporte (alta tensión) como la distribución (baja tensión) - de propiedad ajena, para transitar por éstas su energía, para entregarla a sus clientes, para llevarla a sus propias instalaciones, o por último a los consumidores finales (Holguín Rojas, 2006). En el caso del gas natural, el ATR se refiere al acceso de los clientes cualificados, incluidas las empresas de suministro, para que puedan acceder a las redes de transporte y distribución, y a las instalaciones de GNL. (El acceso a las redes de transporte tiene que asegurarse también a los gestores de otras redes de transporte en el caso de conexiones transfronterizas.)

Tanto el proceso del *unbundling*, como el sistema del acceso de terceros a las redes, ya hemos estudiado en el Capítulo dedicado a la configuración del mercado energético de la UE, concretamente dentro de las Directivas de la UE relativas al mercado energético. Por lo tanto, no hace falta volver a repasar las medidas emprendidas desde la UE para garantizar la separación vertical de las empresas y el ATR en los sectores de la electricidad y del gas natural.

En conclusión, el sector energético, y en concreto el de la electricidad y del gas natural, presenta unas características muy peculiares, las cuales no son exentas de problemas. La estructura del sector es tal, que la existencia de monopolios naturales en las redes de transporte y de distribución define, en gran medida, su configuración. La aparición de grandes empresas integradas verticalmente y que ostentan poder de mercado, es el desenlace de dicha situación. Para paliar estos problemas en el sector energético, se ha creado desde la UE una sólida regulación. El objetivo de dicha regulación es el de introducir competencia en las fases de generación y comercialización, y de establecer reglas claras para la gestión de las fases no competitivas - las redes de transporte y distribución. Y, por su parte, el objetivo de la política de competencia es el de asegurar la libre competencia en el mercado interior (incluido el mercado energético), mediante la prohibición del abuso de posición dominante, de actos colusorios, o de concentraciones empresariales ilícitas.

### **7.3.2) Las cuotas de mercado y los precios de la electricidad y del gas natural:**

Entonces, como acabamos de ver, los mercados de la electricidad y del gas natural, debido a su característica inherente de aparición de monopolios naturales, y gracias a su estructura histórica de aparición de grandes empresas integradas verticalmente que operan en los mercados y que ostentan poder de mercado y están en posición de creadores de precios, presentaban habitualmente serias dificultades para el funcionamiento eficiente y competitivo. También hemos visto las iniciativas llevadas a cabo desde la Unión Europea para cambiar este panorama, emprendidas tanto en el marco de la Política Energética, como en el marco de la Política de Competencia. Hemos visto la normativa que se introdujo para liberalizar y abrir el mercado eléctrico y gasista, la cual tiene por objetivo introducir competencia en las fases no relacionadas con las redes (la generación y la comercialización), e introducir la gestión separada de las redes (de transporte y distribución), a las cuales a su vez puedan acceder terceros en condiciones de igualdad (siempre y cuando las condiciones técnicas lo permitan), pagando una tarifa de acceso regulada.

Los resultados prácticos de la normativa que se esperan, son los de la gestión independiente, eficiente y transparente de las redes por parte de los gestores nombrados a tal fin. Y la entrada de empresas competidoras en la generación y comercialización del suministro (con lo cual se reduciría la cuota de mercado, y consiguientemente el poder de mercado, de las empresas que inicialmente predominaban). El principal efecto que estos hechos deberían generar, es la reducción de precios de la electricidad y del gas natural.

Las dos últimas cuestiones - la entrada de más empresas en el mercado (y la reducción de la cuota de mercado de las empresas principales) y la variación de precios - son las variables que mejor testifican si la adopción de los tres paquetes de medidas liberalizadoras que hemos estudiado, efectivamente haya surtido efectos. Precisamente estas variables serán el objeto de estudio de este epígrafe.

La primera variable que vamos a analizar, es la cuota de mercado del principal generador de electricidad en los distintos Estados miembros de la UE. En el caso de la electricidad, la fase de la generación tiene una importancia indudable y un gran peso en el sistema, ya que prácticamente toda la electricidad consumida en la UE se genera dentro de la UE. Por lo tanto, es necesario empezar precisamente con esta partida. (En el caso del gas natural, la fase de la producción, al contrario, no cobra demasiado protagonismo, dado que las fuentes autóctonas son, como hemos visto, escasas. Por eso el número y las cuotas de mercado de las empresas productoras de gas en la UE no se van a incluir, siendo éstas de poca incidencia.)

Como hemos visto, la configuración del mercado eléctrico históricamente solía ser tal, que en la mayoría de los países existía una principal empresa, integrada verticalmente, que ocupaba una posición fuerte en el mercado, aprovechándose del monopolio natural que tenía sobre las redes de transporte y distribución de la electricidad, y que, consiguientemente, acaparaba el mercado también en cuanto a la generación y al suministro a los clientes finales. En el mercado de la producción, la cuota de mercado de esta gran empresa, por lo tanto, solía ser muy alta. Los datos, procedentes de Eurostat, de los que disponemos, trazan la evolución desde 1999 hasta 2015. Entonces las cifras iniciales pueden no reflejar la situación real de partida, ya que algunos Estados miembros por estas fechas ya habían empezado a introducir medidas de liberalización del mercado eléctrico. (La tendencia general de las privatizaciones y de la introducción de medidas liberalizadoras en los mercados data de principios de los años 90.) Como veremos, en algunos casos se alcanzan unos porcentajes muy altos al principio del eje temporal, superando el 90%. (Sin embargo, en otros Estados miembros las cuotas ya no alcanzan unas cifras tan altas, debido a su experiencia liberalizadora más temprana.)

Con la adopción de las medidas reestructuradoras comprendidas dentro de las tres etapas que hemos estudiado, el resultado esperado (sobre todo en los países donde se registraron inicialmente unas cuotas de mercado muy altas) es la progresiva reducción de la cuota de mercado de la principal empresa generadora de electricidad, dado por la entrada en el mercado de otras empresas competidoras en la fase de la generación. (Casi en todos los países ha habido incluso con anterioridad otras empresas generadoras, pero su peso en el sistema no era, en muchos casos, muy alto. Entonces las medidas liberalizadoras emprendidas desde la UE estaban dirigidas prioritariamente a aquellos mercados nacionales, donde el principal generador mantenía una cuota de mercado muy alta y ostentaba, sin duda alguna, poder de mercado.)

Entonces, observando la Tabla nº 45, que refleja las cuotas de mercado del principal generador de electricidad en los distintos Estados miembros de la UE, vemos que en la fecha

inicial de la medición, es decir el año 1999, aparecen varios países en los que se registra una cifra superior al 90%. El caso más patente es el de Malta, donde opera un solo generador, cuya cuota de mercado es del 100%. (Pero debido a su tamaño - en 1999 menos de 400.000 habitantes<sup>228</sup> - y sobre todo a la insularidad, este hecho no se considera demasiado grave.) Caso parecido es el de Chipre, donde el principal generador tenía una cuota de mercado del 99,7% (pero también juega su papel la insularidad, y el reducido número de clientes finales - en 1999 Chipre tenía poco más de 900.000 habitantes). Pero luego hay otros seis Estados miembros que no presentan características peculiares, como las de Malta y Chipre, que justificarían las cuotas de mercado tan altas: en Grecia el principal generador registraba la cuota de mercado del 98%, en Irlanda del 97%, en Letonia del 96,5%, en Francia del 93,8%, en Estonia del 93%, y en Bélgica del 92,3%.

**Tabla 45) Cuota de mercado del principal generador de electricidad, 1999 - 2015 (% del total):**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Belgium	92.3	91.1	92.6	93.4	92.0	87.7	85.0	82.3	83.9	80.0	77.7	79.1	70.7	65.8	64.9	59.8	48.5
Bulgaria	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c
Czech Republic	71.0	69.2	69.9	70.9	73.2	73.1	72.0	73.5	74.2	72.9	73.7	73.0	68.0	68.0	58.2	57.5	55.4
Denmark	40.0	36.0	36.0	32.0	41.0	36.0	33.0	54.0	47.0	56.0	47.0	46.0	42.0	37.0	41.0	36.6	33.0
Germany(*)	28.1	34.0	29.0	28.0	32.0	28.4	31.0	31.0	30.0	30.0	26.0	28.4	:	:	32.0	32.0	32.0
Estonia	93.0	91.0	90.0	91.0	93.0	93.0	92.0	91.0	94.0	96.5	90.0	89.0	87.0	88.0	87.0	84.8	79.8
Ireland	97.0	97.0	96.6	88.0	85.0	83.0	71.0	51.1	48.0	45.6	37.0	34.0	38.0	55.0	54.0	51.0	55.0
Greece	98.0	97.0	98.0	100.0	100.0	97.0	97.0	94.6	91.6	91.6	91.8	85.1	:	77.0	67.0	71.5	70.7
Spain	51.8	42.4	43.8	41.2	39.1	36.0	35.0	31.0	31.0	22.2	32.9	24.0	23.5	23.8	22.0	23.8	24.5
France	93.8	90.2	90.0	90.0	89.5	90.2	89.1	88.7	88.0	87.3	87.3	86.5	86.0	86.0	83.8	86.8	85.7
Croatia	:	:	:	:	82.0	86.0	87.0	83.0	84.0	85.0	92.0	88.0	83.0	82.0	84.0	80.3	77.8
Italy	71.1	46.7	45.0	45.0	46.3	43.4	38.6	34.6	31.3	31.3	29.8	28.0	27.0	26.0	27.0	29.0	27.0
Cyprus	99.7	99.6	99.6	99.8	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Latvia	96.5	95.8	95.0	92.4	91.0	91.1	92.7	95.0	86.0	87.0	87.0	88.0	86.0	89.0	79.8	54.8	57.4
Lithuania	73.7	72.8	77.1	80.2	79.7	78.6	70.3	69.7	70.5	71.5	70.9	35.4	24.9	30.4	24.4	20.6	22.7
Luxembourg	:	:	:	:	80.9	80.9	:	:	:	:	:	85.4	82.0	81.8	58.4	61.3	43.8
Hungary	38.9	41.3	39.5	39.7	32.3	35.4	38.7	41.7	40.9	42.0	43.1	42.1	44.1	47.1	52.9	54.0	53.1
Malta	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Netherlands	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c
Austria	21.4	32.6	34.4	:	:	:	:	:	:	:	:	:	55.3	56.6	:	:	:
Poland	20.8	19.5	19.8	19.5	19.2	18.5	18.5	17.3	16.5	18.9	18.1	17.4	17.8	16.4	17.3	17.9	17.4
Portugal	57.8	58.5	61.5	61.5	61.5	55.8	53.9	54.5	55.6	48.5	52.4	47.2	44.9	37.2	43.9	46.5	42.5
Romania	:	:	:	:	:	31.7	36.4	31.1	27.5	28.3	29.3	33.6	26.0	26.7	26.8	29.9	25.7
Slovenia	:	:	:	50.7	50.3	53.0	50.1	51.4	82.0	53.0	55.0	56.3	52.4	55.2	57.1	52.4	51.3
Slovakia	83.6	85.1	84.5	84.5	83.6	83.7	83.6	70.0	72.4	71.9	81.7	80.9	77.7	78.9	83.8	81.9	73.1
Finland	26.0	23.3	23.0	24.0	27.0	26.0	23.0	26.0	26.0	24.0	24.5	26.6	25.6	25.2	25.3	25.2	25.9
Sweden	52.8	49.5	48.5	49.0	46.0	47.0	47.0	45.0	45.0	45.2	44.0	42.0	41.0	44.0	44.8	42.9	40.6
United Kingdom	21.0	20.6	22.9	21.0	21.6	20.1	20.5	22.2	18.5	15.3	24.5	21.0	45.6	51.7	29.3	c	:

Note: due to statistical confidentiality, some countries do not provide individual market shares for individual electricity generators.

c: confidential data

: data not available

(\*) production figures for the largest electricity producers (above 5%) include ONLY conventional generated electricity and excludes generation that falls under the EEG (renewable).

Source: Eurostat (online data code: nrg\_ind\_331a)

Fuente: Eurostat - Statistics Explained; Electricity market indicators.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/c/cb/Market\\_share\\_of\\_the\\_largest\\_generator\\_in\\_the\\_electricity\\_market\\_%28in\\_%25%29-T3.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/c/cb/Market_share_of_the_largest_generator_in_the_electricity_market_%28in_%25%29-T3.png)

<sup>228</sup> Para el número de habitantes registrados se ha utilizado la herramienta de Google Public Data, la cual trabaja con los datos proporcionados por el Banco Mundial - World Development Indicators. Permite observar y comparar la evolución temporal del número de habitantes en los países seleccionados. (última actualización el 6.2.2017).

[https://www.google.cz/publicdata/explore?ds=d5bncppjof8f9\\_&hl=es&dl=es](https://www.google.cz/publicdata/explore?ds=d5bncppjof8f9_&hl=es&dl=es)

Luego en otros cuatro Estados miembros inicialmente se registran cuotas de mercado superiores al 70%, lo cual también es una cifra demasiado alta para un mercado que debería ser competitivo. Concretamente, en Eslovaquia el principal generador alcanzaba el 83,6%, en Lituania el 73,7%, en Italia el 71,1%, y en la República Checa el 71%. En tres de los países restantes las empresas más importantes mantenían una cuota de mercado por encima del 50%, concretamente en Portugal el 57,8%, en Suecia el 52,8%, y en España el 51,8%. Y solamente en cuatro Estados miembros las cuotas de mercado en 1999 eran inferiores al 30%: en Alemania era del 28,1%, en Finlandia del 26%, en Austria del 21,4%, y finalmente el mejor resultado de los países observados es el Reino Unido, con el 21% de cuota de mercado de la principal empresa generadora. (El Reino Unido ocupa un lugar excepcional entre los Estados miembros, ya que su experiencia liberalizadora, no sólo en el sector energético, fue de las primeras y se tomó como ejemplo por muchos otros países.)

(También hay que tener en cuenta que para un total de 6 Estados miembros no tenemos datos - para Bulgaria y los Países Bajos no hay datos para toda la serie temporal, ya que éstos se consideran de carácter confidencial y no se publican; y para Croacia, Rumanía y Eslovenia los datos no son disponibles al inicio de la medición. En otros países también aparecen lagunas en las que faltan datos para algunos años. Pero el caso más llamativo es el de Austria, para la que simplemente no disponemos de datos para la mayoría de los años. También Luxemburgo hasta 2010 no es muy generoso en la publicación de sus cifras correspondientes. Y para el Reino Unido no disponemos de datos más allá del año 2013. Otra nota importante es que en Alemania se incluye en las mediciones de la generación solamente la electricidad generada a partir de fuentes convencionales y no se incluye la energía procedente de las RES.)

Si miramos a la evolución temporal de las cuotas de mercado para el principal generador de electricidad hasta 2015, sí que podemos observar un claro descenso de ésta en la mayoría de los países (para los que disponemos de datos). Aparecen unos altibajos registrados en varios países, pero la tendencia general es claramente a la baja y, con la excepción de tres casos, presenciamos una mejora sustantiva. Los casos excepcionales son los de Hungría, donde ocurrió justo lo contrario y la cuota de mercado subió del 38,9% al 53,1%; de Alemania, donde vemos una ligera subida del 28,1% inicial al 32% en 2015. Y también el Reino Unido, si bien no presenta datos para los dos últimos tramos, en 2013 la cuota de mercado es ocho puntos porcentuales más alta que en 1999, situándose en el 29,3%. Luego tenemos los casos particulares de Chipre y de Malta - en Chipre la empresa principal ahora ocupa el 100% del mercado de generación, y en Malta no se registra cambio alguno, siendo la cuota igualmente del 100%. (Seguimos hablando



de mercados bastante reducidos, ya que el número de habitantes registrado en 2013 es de 1,1 millones para Chipre y de 420.000 para Malta.)

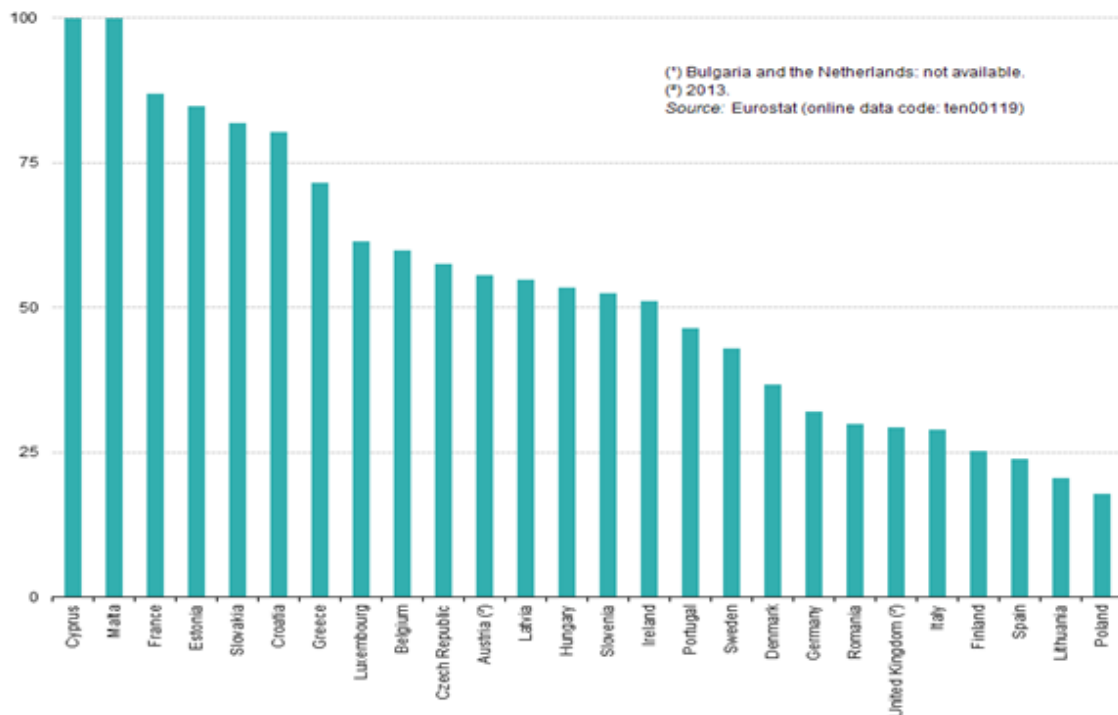
En el resto de los Estados miembros la evolución es positiva, ya que han conseguido reducir, en algunos casos de manera muy pronunciada, las cuotas de mercado de los principales generadores de electricidad. Por ejemplo, en Lituania la cuota se redujo del 73,7% al 22,7%, en Italia la reducción es del 71,1% inicial al 27%, en Luxemburgo se pasó del 80,9% (en 2003) al 43,8%, en Bélgica se pasó del 92,3% al 48,5%, en Letonia del 96,5% al 54,7%, en Irlanda del 97% al 55%, etc.

En 2015 el Estado miembro que mejor situado quedó, es Polonia, con el 17,4% de cuota de mercado. Y junto con Polonia, también otros cinco países mantienen ahora las cuotas de mercado del principal productor por debajo del 30% - se trata de Lituania, Rumania, Finlandia, España, e Italia. (En el caso de los dos países que inicialmente presentaban mejores cifras, el Reino Unido y Austria, ahora no disponemos de datos. Pero el último dato para el Reino Unido, que es el 29,3% en 2013, indica que todavía entraría en este grupo de países. Aunque hay que decir que la trayectoria registrada es bastante ambigua.)

Entonces, como hemos observado, en la mayoría de los países (salvo los casos aislados que acabamos de ver) las cuotas de mercado descienden, por lo que podemos concluir que las medias liberalizadoras promovidas por la UE sí que han surtido efecto. Y es que en 2015 se ha conseguido reducir la cuota de mercado del principal generador de electricidad por debajo del 50% en 12 de los 28 Estados miembros. Y solamente en tres países la cuota actualmente sigue por encima del 75% - concretamente en Francia (85,7%), que, si bien ha reducido la cuota de mercado en 12 puntos porcentuales, en 2015 es el peor situado de los países del ranking; Estonia (79,8%) y Croacia (77,8%). Un caso aparte sigue siendo el de Malta y Chipre, donde sigue operando una sola empresa en el mercado de la generación.

En la siguiente figura se nos presentan los Estados miembros ordenados según la cuota de mercado de la principal empresa generadora, registrada en 2014. Es el último año para el que se ha elaborado dicho gráfico en la página web de Eurostat. Hemos podido observar que en el último tramo temporal ha habido cambios (por ejemplo, en Eslovaquia han conseguido reducir la cuota de mercado del 81,9% en 2014 al 73,1% en 2015, o en Luxemburgo del 61,3% en 2014 al 43,8% en 2015). Pero aun así, es de interés echar un vistazo a la situación, resumida gráficamente de la siguiente manera (Gráfico nº 25):

**Gráfico 25) Cuota de mercado del principal generador de electricidad, 2014 (% del total):**



Fuente: Eurostat - Statistics Explained; Electricity production, consumption and market overview.  
[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/f/f5/Market\\_share\\_of\\_the\\_largest\\_generator\\_in\\_the\\_electricity\\_market%2C\\_2014\\_%28%C2%B9%29\\_%28%25\\_of\\_total\\_generation%29\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/f/f5/Market_share_of_the_largest_generator_in_the_electricity_market%2C_2014_%28%C2%B9%29_%28%25_of_total_generation%29_YB16.png)

Y, siguiendo en el ámbito de los generadores de electricidad, la siguiente información que nos interesa es el número de los generadores más importantes en los mercados nacionales de los distintos Estados miembros. (Por los generadores más importantes, o generadores principales, se entienden aquellos que producen al menos el 5% de la generación total neta en el país en cuestión. A diferencia de la medición anterior, donde se registraba la cuota del mercado solamente de la empresa más importante dentro de cada país, ahora entran en la medición todas aquellas, cuya producción es superior al 5% del total nacional.)

En la siguiente tabla se recopilan datos de todos los Estados miembros, desde 2003 hasta 2015. El objetivo europeo, obviamente, es que entren más empresas en el mercado y que aumente el número de los generadores - y, en los casos más graves, se quiere conseguir, sobre todo, que haya más que uno en el mercado.

En la Tabla nº 46 podemos observar que en la mayoría de los países el número efectivamente aumentó, aunque no en todos. En algunos países se mantuvo por igual, y en algunos casos incluso hubo una rebaja en el número de los generadores. Se registran también

entradas y salidas de empresas a lo largo del eje temporal. Y el resultado es que en 2015 solamente en tres países (más Malta y Chipre, como ya se ha mencionado) opera tan sólo un generador principal, y los demás operadores participan en el mercado con menos del 5% de la producción total. Estos tres son Estonia, Letonia y Eslovaquia. (En 2003 operaba solamente una empresa importante en un total de 8 Estados miembros, lo cual supone un gran avance.)

La mejoría más significativa podemos observar en Lituania, donde se pasó de 2 empresas en 2003 a 6 en 2015, en Luxemburgo que pasó de 1 a 4 empresas, o en Irlanda que pasó de 3 generadores a 5. Mejoras sustantivas al respecto aparecen también en la República Checa, en Grecia, o en Francia, donde el número aumentó de 1 operador principal a 2 (lo cual no es una cifra muy elevada, pero la entrada del segundo generador supone un cambio estructural significativo).

**Tabla 46) Número de principales empresas generadoras de electricidad, 2003 - 2015:**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Belgium	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	3
Bulgaria	5	5	5	5	5	5	4	5	6	5	5	5	5
Czech Republic	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
Denmark	2	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3
Germany(*)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Estonia	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ireland	3	2	4	4	5	3	5	6	5	5	6	6	5
Greece	1	1	1	1	1	1	1	1	:	3	3	3	2
Spain	5	5	4	4	3	3	4	4	4	4	5	4	4
France	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
Croatia	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Italy	4	4	4	5	5	5	4	5	4	3	4	3	3
Cyprus	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Latvia	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Lithuania	2	2	3	4	4	4	3	5	6	6	6	6	6
Luxembourg	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	4
Hungary	6	4	3	4	5	6	3	3	3	4	2	2	2
Malta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Netherlands	4	4	5	5	4	4	4	5	5	4	4	4	4
Austria	7	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Poland	7	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	2
Portugal	3	3	3	3	3	3	3	2	4	4	4	4	4
Romania	7	6	7	7	7	7	6	6	6	5	5	3	3
Slovenia	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Slovakia	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Finland	4	5	4	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4
Sweden	3	3	3	3	3	3	3	5	5	3	3	3	3
United Kingdom	6	7	7	6	7	9	8	8	7	7	7	7	6

Note: companies are considered as "main" if they produce at least 5% of the national net electricity generation.

: data not available

(\*) production figures for the largest electricity producers (above 5%) include ONLY conventional generated electricity and excludes generation that falls under the EEG (renewable).

Source: Eurostat (This data is not yet available in the Eurostat dissemination database)

Fuente: Eurostat - Statistics Explained; Electricity market indicators.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/7/7a/Number\\_of\\_main\\_electricity\\_generating\\_companies-T2.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/7/7a/Number_of_main_electricity_generating_companies-T2.png)

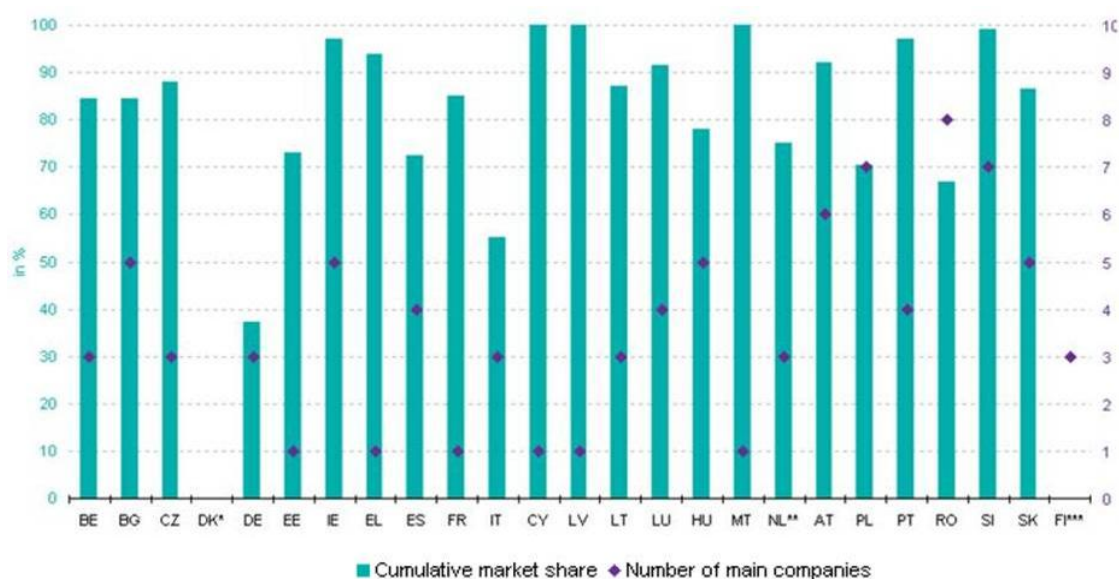
Por su parte, algunos países, a pesar de no haber aumentado la cifra desde el año inicial, registran un número bastante elevado, como por ejemplo el Reino Unido (6), Bulgaria (5), Alemania (4), Finlandia (4), o los Países Bajos (4).

Sin embargo, en algunos países el número de las mayores empresas generadoras de electricidad incluso registra descensos. En algunos casos se trata solamente de un descenso ligero, de una empresa que salió del mercado, como por ejemplo en España, donde se pasó de 5 generadores a 4 en 2015, lo cual sigue siendo una cifra bastante buena. En otros países incluso esta reducción supone cambios más importantes, como en Estonia, donde pasamos de 2 empresas a sólo 1, lo cual es una trayectoria poco acorde con las pretensiones europeas. Y finalmente aparecen países, donde la evolución negativa ha sido más pronunciada, como por ejemplo en Rumania, donde se descendió de las 7 empresas generadoras a un total de 3 en 2015. O Austria que redujo su cifra de las 7 empresas iniciales a 4 en 2015. Y los casos más llamativos son los de Hungría, en la que el número de mayores generadores se redujo de 6 a tan sólo 2, y de Polonia, donde la reducción ha sido incluso mayor y de 7 empresas principales quedaron solamente 2 que operan en el mercado actualmente. (Y sin embargo justamente en Polonia hemos visto que la empresa más grande tiene solamente el 17,4% de cuota de mercado, lo cual es, desde luego, algo llamativo.) En estos últimos casos la evolución ha sido, sorprendentemente, contraria a la esperada.

Ahora procede pasar de las empresas generadoras a la fase de la comercialización y observar el número y la cuota de mercado cumulativa de las mayores empresas comercializadoras en los distintos Estados miembros. (Por mayores empresas, o empresas principales, se entienden igualmente aquellas, cuya participación en el suministro a los clientes finales supone al menos el 5% del consumo total del país.)

En los dos gráficos que vienen a continuación, procedentes también de Eurostat, podemos analizar la variación de dichas variables entre el año 2010 (el primer Gráfico nº 26) y año 2015 (el segundo Gráfico nº 27). El porcentaje de la cuota de mercado acumulada se expresa a la izquierda, y corresponde con las barras, y el número de las empresas comercializadoras aparece a la derecha, y corresponde con los puntos. (De nuevo faltan datos para algunos países - en 2010 faltan la información para Dinamarca y falta la cuota de mercado cumulativa para Finlandia; y en 2015 faltan las cuotas para Dinamarca, Alemania y Finlandia.)

**Gráfico 26) Número de principales empresas comercializadoras de electricidad y su cuota acumulativa de mercado, 2010 (en % y nº):**



Note: retailers are considered as "main" if they sell at least 5% of the total national electricity consumption.

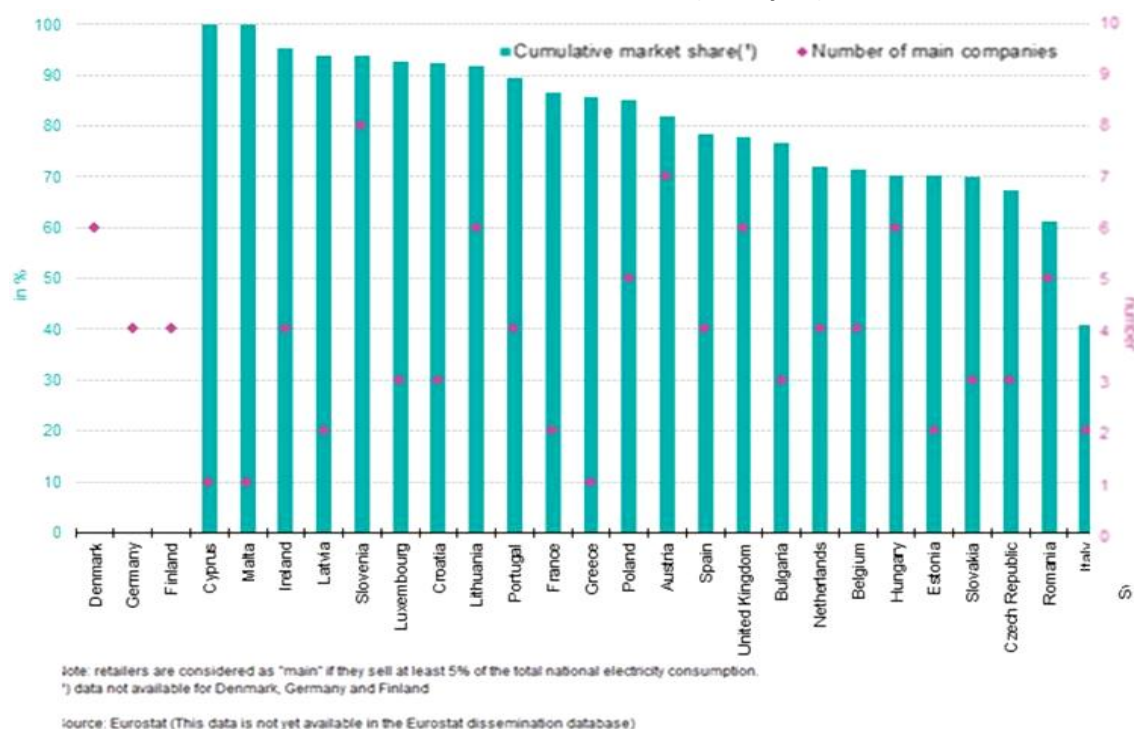
\* Information not available.

\*\* Number of main retailers selling electricity only to small consumers.

\*\*\* Information on cumulative market share not available.

Fuente: Eurostat; *Statistics explained archive, Volume 4: Agriculture, environment, energy and transport statistics*; May 2012; ISSN 1977-3951.

**Gráfico 27) Número de principales empresas comercializadoras de electricidad y su cuota acumulativa de mercado, 2015 (en % y nº):**



Note: retailers are considered as "main" if they sell at least 5% of the total national electricity consumption.

\*) data not available for Denmark, Germany and Finland

Source: Eurostat (This data is not yet available in the Eurostat dissemination database)

Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Electricity market indicators.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/1/15/Number\\_of\\_main\\_electricity\\_retailers\\_and\\_their\\_cumulative\\_market\\_share%2C\\_2015-Fig2.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/1/15/Number_of_main_electricity_retailers_and_their_cumulative_market_share%2C_2015-Fig2.png)

Como podemos ver, inicialmente el número de comercializadoras de electricidad en algunos países es muy bajo, en seis Estados miembros aparece sólo 1 empresa mayoritaria en 2010. Concretamente se trata de Malta y Chipre (cosa que es de esperar), pero también de Francia, Grecia, Estonia y en Letonia. En Malta, Chipre y Letonia además esta empresa acapara el 100% de cuota de mercado, por lo que es la única empresa que opera en el mercado. En Grecia la cuota de mercado de esta empresa principal también es muy alta y supera el 90%. En Francia la cuota de mercado correspondiente ronda el 85%. Mientras que en Estonia la cuota de mercado de la comercializadora no alcanza porcentajes tan altos, llegando a superar el 70%.

Por su parte, el número de comercializadoras más alto se registra en 2010 en Rumanía (8 empresas), y en Eslovenia y Polonia (7). En Austria aparecen 6 empresas registradas. Y las cuotas de mercado cumulativas más altas, aparte de los casos mencionados, se registran precisamente en Eslovenia (donde las 7 empresas alcanzan el 100%), en Irlanda (donde aparecen 5 empresas y llegan a cubrir más del 95% del mercado), o en Portugal (donde operan 4 empresas principales y se reparten más del 95% del mercado).

Si acudimos al gráfico posterior, vemos que la situación en 2015 cambió, de manera que, aparte de Malta y Chipre, solamente en Grecia sigue habiendo solo una empresa comercializadora que se considera importante (de manera que cubre al menos el 5% del consumo). Pero su cuota de mercado descendió en unos 10 puntos porcentuales, por lo que podemos suponer que entraron más empresas en el sector (aunque con participaciones menores en la cobertura de los consumidores). En el número de empresas importantes en el mercado se registran varios cambios, pero no siempre al alza. En Eslovenia se llegó a las 8 empresas, pero por ejemplo en Rumanía la cifra bajó de 8 a 5 en 2015. En Polonia también presenciamos una rebaja de 7 a 5 empresas, y también vemos una subida importante de su cuota de mercado cumulativa, la cual sube del 70% al 85%, con lo cual el cambio de estructura del mercado no fue exactamente la esperada. La situación mejoró por ejemplo en Austria, donde ahora aparecen 7 empresas comercializadoras importantes y la cuota de mercado se rebajó en unos 10 puntos porcentuales, situándose ahora sobre el 80%. El número de comercializadoras aumentó también en Lituania de 3 a 6, en Hungría de 5 a 6, y también en el Reino Unido se registran 6 empresas (aunque en el primer gráfico el Reino Unido no figura, por lo que no tenemos comparación), e igual es el caso de Dinamarca.

Entonces podemos concluir que en el sector de la comercialización la evolución no es tan clara, ya que, por un lado, aparecen mejoras tanto en el aumento del número de empresas en el mercado, como en el descenso de las cuotas de mercado. Pero por otro lado presenciamos



también tendencias contrarias a lo esperado, y deseado, ya que en algunos países se reduce en número de empresas (que cubren el suministro que supone al menos el 5% del consumo de electricidad), y a la vez sube su cuota de mercado cumulativa. El resultado del proceso de la liberalización del sector de la comercialización de electricidad parece ser, de momento, algo ambiguo.

Por consiguiente, habrá que ver el impacto de los cambios acometidos en los precios de la electricidad. Está claro que el precio de la electricidad se forma de manera bastante compleja y en el proceso de la formación de precios inciden muchas más variables que sólo el número de empresas en el mercado. Incide el precio de las fuentes de energía utilizadas, el coste de adquisición de energía resultante de los mercados eléctricos de cada país (por ejemplo en España el mercado mayorista se organiza como “pool” en el que se subastan de manera diaria los tramos horarios, pero también entran las subastas intradiarias o los servicios de ajuste), en éste incide también por ejemplo el clima o la laboralidad, luego incide la cuantía de los costes regulados que se añade al precio resultante del mercado (los peajes de acceso a las redes), inciden los costes de operación de mercado, inciden en una gran medida los impuestos que aplica cada Estado miembro y las demás decisiones (algunas de carácter político), incide la inflación, y por último incide el margen comercial de las propias empresas eléctricas. Entonces el precio resultante de la electricidad puede variar por muchos más motivos, ya que el margen del beneficio de las empresas eléctricas es sólo una parte del complejo entramado de la formación de precios. Además, como veremos, el precio de la electricidad varía mucho entre los distintos Estados miembros. Pero lo que intentaremos ver es si, a pesar de la complejidad del sistema, se puede establecer alguna relación entre las medidas liberalizadoras emprendidas desde la UE y la variación de precios de la electricidad, ya que precisamente la bajada de precios es uno de los resultados esperados que debería experimentarse tras los cambios introducidos en el mercado eléctrico interior en la UE.

Para los fines del análisis de precios disponemos de varias tablas, algunas de ellas de Eurostat (tanto de las *Statistics Explained*, como directamente de la base de datos), otras de la Comisión Europea (para la comparación de datos más antiguos, las tablas de precios del *Statistical Pocketbook* de 2010). En la primera Tabla (nº 47) tenemos los precios para los consumidores domésticos y también industriales, registrados en 2014, 2015 y 2016 (siempre en el primer semestre), expresados en Euros/kWh - tanto para el conjunto de la UE, como desagregados por los distintos Estados miembros.

**Tabla 47) Precios de electricidad - consumidores domésticos e industriales, 2014 - 2016 (EUR/kWh):**

	Electricity prices (per kWh)					
	Households (*)			Industry (°)		
	2014s1	2015s1	2016s1	2014s1	2015s1	2016s1
<b>EU-28</b>	0.204	0.209	0.206	0.123	0.121	0.117
<b>Euro area</b>	0.217	0.219	0.219	0.133	0.127	0.124
Belgium	0.210	0.213	0.254	0.109	0.110	0.112
Bulgaria	0.083	0.094	0.096	0.075	0.069	0.100
Czech Republic	0.139	0.139	0.142	0.083	0.077	0.073
Denmark	0.304	0.307	0.309	0.094	0.090	0.095
Germany	0.298	0.295	0.297	0.159	0.151	0.151
Estonia	0.131	0.130	0.121	0.092	0.089	0.088
Ireland	0.241	0.243	0.231	0.137	0.142	0.133
Greece	0.177	0.177	0.176	0.134	0.129	0.115
Spain	0.217	0.231	0.219	0.125	0.117	0.111
France	0.159	0.162	0.169	0.099	0.101	0.099
Croatia	0.131	0.132	0.131	0.096	0.092	0.090
Italy	0.245	0.245	0.241	0.172	0.161	0.153
Cyprus	0.229	0.196	0.153	0.175	0.139	0.105
Latvia	0.137	0.164	0.163	0.117	0.118	0.117
Lithuania	0.133	0.126	0.123	0.117	0.099	0.094
Luxembourg	0.174	0.177	0.170	0.101	0.093	0.087
Hungary	0.120	0.113	0.111	0.091	0.087	0.081
Malta	0.147	0.126	0.126	0.177	0.160	0.142
Netherlands	0.184	0.199	0.162	0.093	0.090	0.086
Austria	0.202	0.201	0.203	0.109	0.104	0.103
Poland	0.142	0.144	0.133	0.083	0.088	0.081
Portugal	0.218	0.228	0.235	0.116	0.114	0.113
Romania	0.129	0.130	0.126	0.088	0.083	0.076
Slovenia	0.163	0.159	0.162	0.087	0.083	0.085
Slovakia	0.151	0.151	0.142	0.115	0.113	0.109
Finland	0.156	0.155	0.154	0.073	0.071	0.069
Sweden	0.197	0.185	0.189	0.071	0.062	0.062
United Kingdom	0.192	0.213	0.195	0.129	0.149	0.138

\*This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

: not available

(\*) Annual consumption: 2 500 kWh < consumption < 5 000 kWh.

(°) Annual consumption: 500 MWh < consumption < 2 000 MWh.

Source: Eurostat (online data code: nrg\_pc\_204 and nrg\_pc\_205)

Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Electricity price statistics

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/4/4f/Half-yearly\\_electricity\\_and\\_gas\\_prices\\_%28EUR%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/4/4f/Half-yearly_electricity_and_gas_prices_%28EUR%29.png)

Note: prices include taxes, levies and VAT for household consumers, but exclude refundable taxes and levies and VAT for industrial/business users.

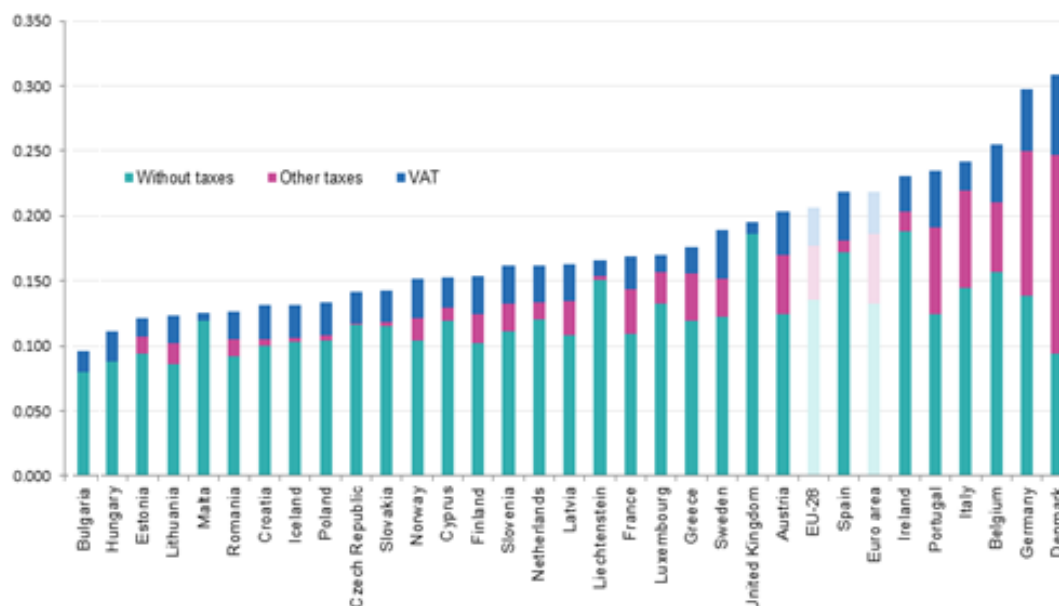
Esta tabla refleja solamente un período de tiempo bastante reducido, por lo que no se puede apreciar la evolución temporal más larga a partir de los datos expuestos aquí - podemos observar solamente los tres últimos años. Si miramos a los precios medios registrados en el conjunto de la UE en este período, resulta que los precios sí que registran una bajada para los consumidores industriales (de los 0,123 Eur/kWh en 2014 el precio desciende a los 0,117 Eur/kWh en 2016). Pero para los consumidores domésticos el precio final es ligeramente superior al precio inicial (de los 0,204 Eur/kWh en 2014 ascendemos a los 0,209 Eur/kWh en

2015 y finalmente el precio desciende a los 0,206 Eur/kWh, pero situándose por encima del valor inicial).

Luego si acudimos a los datos desagregados por países, sobre todo queda patente a primera vista la diferencia de precios de unos Estados miembros respecto a otros. Si bien en Bulgaria en el primer semestre de 2016 los consumidores domésticos pagaron 0,096 Euros por un kWh, por ejemplo en Dinamarca en el mismo período los consumidores domésticos pagaron 0,309 Euros por el mismo.

Este hecho queda más visible en el siguiente Gráfico (nº28), que ordena a los países en función del precio que pagan los consumidores domésticos por el kilovatio-hora (se recogen datos para el primer semestre de 2016). Pero lo que también podemos apreciar en este gráfico, es la composición del precio final, ya que las barras que lo representan reflejan tanto el precio base de la electricidad, como el IVA, y otros impuestos que se añaden. Así vemos que en muchos casos en el precio resultante influyen en una gran medida las decisiones políticas y fiscales de los distintos gobiernos. El caso más interesante es el de Dinamarca, donde registramos el precio final más alto de todos los Estados miembros, aunque el precio básico del kWh sin impuestos es de los más bajos en toda la UE. La proporción correspondiente a los impuestos es de más de dos tercios del precio final pagado por los consumidores domésticos. (Pero también vemos que en España el precio sin impuestos es de los más altos de la UE, estando superado solamente por Irlanda y el Reino Unido.)

**Gráfico 28) Precios de electricidad - consumidores domésticos, 2016s1 (EUR/kWh):**



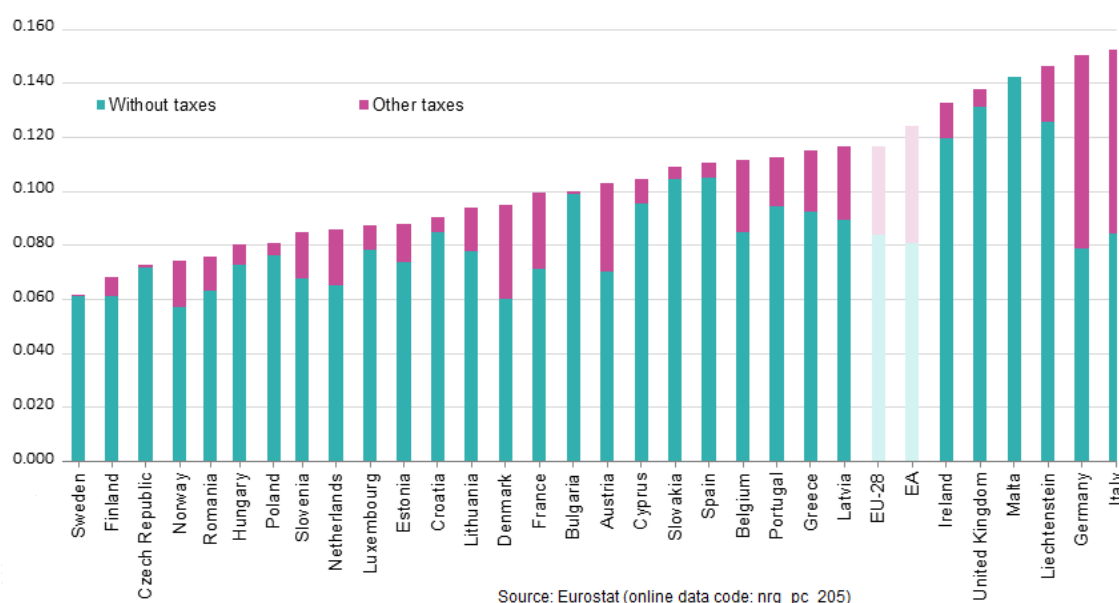
Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Electricity price statistics

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/b/b0/Electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers%2C\\_2016s1\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/b/b0/Electricity_prices_for_household_consumers%2C_2016s1_%28EUR_kWh%29.png)

Y volviendo a la Tabla anterior (nº 47), para los consumidores industriales observamos lo mismo - si bien en Suecia en el primer semestre de 2016 se pagó 0,062 Euros por un kWh, por ejemplo en Italia el mismo kilovatio-hora costó 0,153 Euros.

Si desagregamos el precio final pagado por los consumidores industriales, como lo hace el Gráfico nº 29, también vemos grandes diferencias tanto en el precio base sin impuestos, como en los impuestos añadidos a la base (aquí el IVA para las industrias no se añade, y los demás impuestos se engloban bajo el denominado “other taxes”). En este caso vemos que el precio final también es, en gran parte, resultado de las decisiones de los gobiernos nacionales. Por ejemplo en Suecia, donde se registra el precio final más bajo, apenas se añaden impuestos, y sin embargo en Alemania o en Italia los impuestos suponen casi la mitad del precio final que los consumidores industriales pagan por la electricidad.

**Gráfico 29) Precios de electricidad - consumidores industriales, 2016s1 (EUR/kWh):**



Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Electricity price statistics

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/b/bc/Electricity\\_prices\\_for\\_industrial\\_consumers%2C\\_2016s1\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/b/bc/Electricity_prices_for_industrial_consumers%2C_2016s1_%28EUR_kWh%29.png)

Entonces, debido a esta gran divergencia existente, difícilmente se pueden establecer comparaciones entre los distintos Estados miembros, ya que los precios registrados alcanzan, como acabamos de ver, unos valores muy dispares.

Pero sí se pueden hacer comparaciones de precios dentro del mismo Estado miembro a lo largo del eje temporal establecido. Volviendo a la tabla de precios anterior, aquí también vemos tendencias diferentes. Si bien en algunos países la variación de precios es acorde con la variación global para el conjunto de la UE, en otros casos vemos que no es así. En algunos casos los precios descienden continuamente incluso para los consumidores domésticos (por ejemplo en Lituania en 2014 el precio fue de 0,133 Eur/kWh, en 2015 de 0,126 Eur/kWh, y en 2016 de 0,123 Eur/kWh), y en otros casos los precios por el contrario suben en los tres años registrados (por ejemplo el Bélgica en 2014 los consumidores domésticos pagaron 0,210 Eur/kWh, en 2015 el precio subió a los 0,213 Eur/kWh, y en 2016 ascendió a los 0,254 Eur/kWh). En el caso de los consumidores industriales la evolución de precios en los distintos Estados miembros es más acorde con tendencia general del conjunto de la UE (salvo en algunos casos, en los que se registraron subidas, como en el Reino Unido que pasó de los 0,129 Eur/kWh en 2014 a los 0,138 Eur/kWh en 2016).

En la siguiente Figura nº 16, compuesta por la tabla de precios de electricidad para los consumidores industriales en primer lugar, y para los consumidores domésticos en segundo lugar, se reflejan datos del año 2007 (segundo semestre) y del año 2008 (primer y segundo semestre), expresados en Euros/100kWh. De este modo, se pueden comparar los precios actuales con los precios registrados anteriormente, antes de la puesta en marcha del tercer paquete de medidas liberalizadoras en el sector de la electricidad. Y entonces podemos observar, que los precios para el conjunto de la UE (aunque todavía de 27 Estados miembros) para los consumidores domésticos son inferiores a los precios registrados actualmente (0,167 Eur/kWh en 2008 frente a los 0,206 Eur/kWh en 2016). Y para los consumidores industriales igualmente, aunque la subida es menor (0,103 Eur/kWh en 2008 frente a los 0,117 Eur/kWh en 2016). Visto así, la esperada bajada de precios de la electricidad, aparentemente, no llegó a producirse.

**Figura 16) Precios de electricidad - consumidores industriales y domésticos, 2007 - 2008  
(EUR/100kWh):**

Electricity half-yearly Prices for Industry (EXCISE TAXES INCLUDED)				Electricity half-yearly Prices for Households (ALL TAXES INCLUDED)			
BAND IG: 500 MWh < CONSUMPTION < 2 000 MWh CURRENT PRICES IN EURO PER 100 KWh				BAND DC: 2 500 KWh < CONSUMPTION < 5 000 KWh CURRENT PRICES IN EURO PER 100 KWh			
	2007:02	2008:01	2008:02		2007:02	2008:01	2008:02
EU-27	9.45	9.78	10.29	EU-27	15.62	15.93	16.73
EU-25				EU-25			
BE	9.49	10.69	10.96	BE	16.83	19.72	20.81
BG	5.68	5.62	6.49	BG	7.21	7.11	8.23
CZ	9.46	11.07	11.21	CZ	10.63	12.74	12.99
DK	8.95	9.13	10.19	DK	24.01	26.35	27.85
DE	10.13	10.53	10.78	DE	21.05	21.48	21.95
EE	5.30	5.67	6.01	EE	7.86	8.14	8.50
IE	12.35	13.02	14.19	IE	19.18	17.69	20.33
EL	7.89	8.61	9.20	EL	9.84	10.47	10.99
ES	9.58	9.61	10.68	ES	14.00	13.66	15.57
FR	5.80	6.41	6.15	FR	12.13	12.13	12.32
IT		13.99	14.81	IT		20.79	21.95
CY	13.91	14.27	18.07	CY	15.73	17.80	20.40
LV	5.94	6.60	7.96	LV	7.29	8.42	10.03
LT	7.44	8.29	8.38	LT	8.70	8.60	8.65
LU	10.31	10.31	10.34	LU	15.91	15.91	15.56
HU	11.28	11.42	12.18	HU	12.96	15.48	15.53
MT	12.21	12.21	16.19	MT	9.93	9.93	15.36
NL	9.70	9.90	10.20	NL	17.20	17.30	17.80
AT	9.40	10.64	10.72	AT	17.40	17.79	17.72
PL	9.05	8.81	9.10	PL	13.80	12.59	12.95
PT	8.68	8.95	9.01	PT	15.59	14.80	15.25
RO	9.08	8.86	9.50	RO	11.41	10.61	11.03
SI	9.10	9.32	9.85	SI	11.16	11.47	11.56
SK	10.53	11.51	12.90	SK	13.77	13.65	15.27
FI	5.86	6.40	6.74	FI	11.49	12.23	12.73
SE	6.56	6.93	7.73	SE	16.13	16.98	17.46
UK	10.78	9.77	10.88	UK	14.81	14.58	16.03
HR	7.38	7.56	9.47	HR	9.84	9.90	11.84

Fuente: European Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

A continuación, disponemos de una tabla agregada (Tabla nº 48), generada en la base de datos de Eurostat, donde se reflejan los precios para los consumidores domésticos a lo largo de un eje temporal más largo, ya que se registran datos desde 2005 hasta 2016. (Expresados en Euros/kilovatio-hora.) Y en las páginas siguientes disponemos de la misma tabla también para los consumidores industriales (Tabla nº 49). Comparando los datos que acabamos de ver con los que aparecen en estas dos tablas siguientes, intentaremos ver si se confirma la aparente subida de precios, a pesar del pronóstico inicial, el cual preveía una bajada de precios de electricidad al nivel europeo, como efecto directo de la liberalización y de la entrada de más sujetos en el mercado.



**Tabla 48) Precios de electricidad - consumidores domésticos, 2005 - 2016 (EUR/kWh):**

Electricity prices by type of user

EUR per kWh

Medium size households

geo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	:	:	:	0.158	0.164	0.167	0.18	0.188	0.2	0.204	0.208	0.206
EU (27 countries)	0.134	0.14	0.153	0.158	0.164	0.168	0.18	0.189	0.2	0.204	0.209	0.206
Euro area (changing composition)	0.147	0.151	0.16	0.165	0.174	0.177	0.19	0.198	0.212	0.216	0.219	0.219
Euro area (19 countries)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Belgium	0.148	0.144	0.158	0.197	0.192	0.196	0.214	0.233	0.217	0.21	0.213	0.254
Bulgaria	0.064	0.066	0.066	0.071	0.082	0.081	0.083	0.085	0.092	0.083	0.094	0.096
Czech Republic	0.087	0.098	0.107	0.14	0.146	0.15	0.166	0.166	0.168	0.139	0.138	0.142
Denmark	0.228	0.236	0.258	0.264	0.27	0.267	0.291	0.3	0.3	0.304	0.307	0.309
Germany	0.178	0.183	0.195	0.215	0.228	0.238	0.253	0.26	0.292	0.298	0.295	0.297
Estonia	0.068	0.073	0.075	0.081	0.092	0.097	0.097	0.11	0.135	0.131	0.13	0.121
Ireland	0.144	0.149	0.166	0.177	0.203	0.18	0.19	0.216	0.23	0.241	0.243	0.232
Greece	0.069	0.07	0.072	0.105	0.115	0.118	0.125	0.139	0.156	0.177	0.177	0.176
Spain	0.11	0.115	0.122	0.137	0.158	0.173	0.198	0.219	0.223	0.216	0.231	0.218
France	0.119	0.119	0.121	0.121	0.121	0.128	0.138	0.139	0.152	0.158	0.162	0.168
Croatia	0.085	0.092	0.092	0.099	0.115	0.115	0.114	0.121	0.137	0.131	0.132	0.131
Italy	0.197	0.211	0.233	0.203	0.21	0.196	0.199	0.213	0.229	0.245	0.245	0.241
Cyprus	0.107	0.143	0.138	0.178	0.156	0.186	0.205	0.278	0.276	0.229	0.196	0.153
Latvia	0.083	0.083	0.069	0.084	0.105	0.105	0.117	0.138	0.138	0.136	0.164	0.163
Lithuania	0.072	0.072	0.078	0.086	0.095	0.116	0.121	0.126	0.137	0.133	0.126	0.123
Luxembourg	0.148	0.16	0.168	0.164	0.188	0.173	0.168	0.17	0.166	0.174	0.177	0.17
Hungary	0.106	0.108	0.122	0.155	0.148	0.17	0.168	0.155	0.14	0.12	0.113	0.111
Malta	0.076	0.095	0.099	0.099	0.171	0.165	0.165	0.167	0.166	0.147	0.126	0.126
Netherlands	0.196	0.209	0.218	0.177	0.198	0.177	0.18	0.185	0.19	0.184	0.199	0.162
Austria	0.141	0.134	0.154	0.178	0.191	0.197	0.199	0.198	0.208	0.202	0.201	0.203
Poland	0.106	0.119	0.122	0.126	0.113	0.134	0.147	0.142	0.148	0.142	0.144	0.133
Portugal	0.138	0.141	0.15	0.148	0.151	0.158	0.165	0.199	0.208	0.218	0.228	0.235
Romania	0.078	0.094	0.102	0.106	0.098	0.103	0.108	0.105	0.132	0.129	0.13	0.126
Slovenia	0.103	0.105	0.106	0.115	0.135	0.14	0.144	0.154	0.161	0.163	0.159	0.162
Slovakia	0.134	0.145	0.154	0.142	0.154	0.152	0.168	0.172	0.17	0.151	0.151	0.142
Finland	0.106	0.108	0.116	0.122	0.13	0.132	0.154	0.155	0.158	0.156	0.155	0.154
Sweden	0.14	0.144	0.171	0.17	0.16	0.184	0.209	0.203	0.21	0.197	0.185	0.189
United Kingdom	0.088	0.102	0.132	0.146	0.147	0.139	0.143	0.168	0.174	0.192	0.212	0.195

Fuente: Eurostat; Date of extraction: 02 Apr 2017 00:09:20 CEST. Last update: 29.03.2017.

Hyperlink to the table:

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=ten00117>

#### Electricity prices by type of user

EUR per kWh

Medium size households

geo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	0.158	0.164	0.167	0.18	0.188	0.2	0.204	0.208	0.206

En la primera de las dos Tablas mencionadas (nº 48), podemos ver los datos para el conjunto de los Estados miembros de la UE (de 28 miembros actuales, o también de 27 miembros antes de la entrada de Croacia) que representan los precios de la electricidad para los consumidores domésticos. La serie de datos para la UE-28, que es la que más nos interesa, empieza en el año 2008. (Debajo de la Tabla original se muestra también un extracto mejor visible de ésta, precisamente con los precios para la UE-28.) Para los distintos Estados miembros disponemos de entradas a lo largo de todo el eje temporal.

Lo que podemos observar, centrándonos en primer lugar en los precios para el conjunto de la UE-28, es una constante subida desde el inicio de la medición hasta el penúltimo tramo registrado, es decir, desde los 0,158 Eur/kWh registrados en 2008 hasta los 0,208 Eur/kWh en 2015. Y una bajada de precios, aunque solamente ligera, en el último tramo de la medición, es decir un descenso de 0,002 Eur/kWh en el año 2016, para llegar a los 0,206 Eur/kWh finales.

Y si miramos a los datos desagregados por países, vemos que la evolución de los precios de la electricidad copia, por regla general, a la tendencia global del conjunto de la UE. Aunque, obviamente, aparecen divergencias y en algunos Estados miembros registramos alguna bajada de precios intermedia, pero compensada seguidamente por otras subidas.

El Gráfico nº 30, que recoge la trayectoria de la evolución de los precios de la electricidad para los consumidores domésticos para el conjunto de los países de la UE (y también para la Euro-zona), corrobora lo visto. Centrándonos en los datos para la UE-28, vemos una tendencia lineal ascendente (si bien con un ligero descenso en el año 2009), la cual va desde 2008 hasta 2015. Y en el último peldaño, correspondiente al año 2016, observamos una bajada más visible.

**Gráfico 30) Evolución de precios de electricidad, consumidores domésticos, UE-28, EA, 2008 - 2016:**



Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Electricity price statistics

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/e/ec/Evolution\\_of\\_EU-28\\_and\\_EA\\_electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/e/ec/Evolution_of_EU-28_and_EA_electricity_prices_for_household_consumers_%28EUR_kWh%29.png)

La misma Tabla de precios agregada que acabamos de ver para los consumidores domésticos, está disponible también para los consumidores industriales (nº 49). En ella igualmente figuran los precios de la electricidad tanto para los distintos Estados miembros,

como el precio medio registrado en la UE. Los años relevantes son 2005 - 2016, pero disponiendo de datos para la UE-28 solamente desde 2008. Y debajo también aparece un extracto de dicha tabla, que resume de manera esquemática la evolución precisamente para el conjunto de la UE-28.

**Tabla 49) Precios de electricidad - consumidores industriales, 2005 - 2016 (EUR/kWh):**

Electricity prices by type of user  
EUR per kWh  
Medium size industries

geo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	:	:	:	0.088	0.096	0.091	0.093	0.096	0.094	0.092	0.089	0.084
EU (27 countries)	0.067	0.075	0.082	0.088	0.096	0.091	0.093	0.096	0.094	0.092	0.089	0.084
Euro area (changing composition)	0.071	0.077	0.084	0.088	0.097	0.092	0.093	0.096	0.093	0.091	0.086	0.081
Euro area (19 countries)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Belgium	0.07	0.083	0.088	0.099	0.103	0.094	0.098	0.095	0.091	0.092	0.09	0.085
Bulgaria	0.043	0.046	0.046	0.056	0.064	0.064	0.064	0.068	0.08	0.074	0.068	0.099
Czech Republic	0.06	0.073	0.078	0.11	0.106	0.102	0.11	0.103	0.101	0.082	0.076	0.072
Denmark	0.065	0.072	0.064	0.071	0.061	0.072	0.078	0.064	0.066	0.065	0.061	0.06
Germany	0.078	0.087	0.095	0.093	0.098	0.092	0.09	0.09	0.086	0.084	0.081	0.079
Estonia	0.047	0.051	0.053	0.051	0.059	0.057	0.062	0.065	0.084	0.079	0.076	0.074
Ireland	0.09	0.1	0.112	0.13	0.121	0.112	0.112	0.129	0.133	0.13	0.129	0.12
Greece	0.064	0.067	0.07	0.086	0.095	0.086	0.092	0.101	0.104	0.109	0.104	0.092
Spain	0.069	0.072	0.081	0.092	0.11	0.111	0.108	0.116	0.116	0.118	0.112	0.105
France	0.053	0.053	0.054	0.06	0.067	0.069	0.072	0.081	0.078	0.076	0.076	0.071
Croatia	0.056	0.06	0.06	0.074	0.085	0.093	0.09	0.089	0.094	0.09	0.087	0.085
Italy	0.084	0.093	0.103	:	:	:	0.114	0.119	0.112	0.108	0.094	0.084
Cyprus	0.079	0.111	0.105	0.14	0.116	0.148	0.16	0.217	0.2	0.167	0.132	0.095
Latvia	0.041	0.041	0.044	0.066	0.09	0.089	0.098	0.11	0.095	0.09	0.091	0.09
Lithuania	0.05	0.05	0.055	0.083	0.092	0.099	0.104	0.114	0.096	0.096	0.082	0.078
Luxembourg	0.075	0.084	0.096	0.093	0.11	0.096	0.096	0.101	0.094	0.095	0.084	0.078
Hungary	0.07	0.075	0.081	0.112	0.122	0.104	0.098	0.089	0.09	0.084	0.076	0.073
Malta	0.071	0.071	0.09	0.122	0.151	0.172	0.178	0.179	0.179	0.177	0.16	0.142
Netherlands	0.081	0.086	0.092	0.091	0.096	0.086	0.084	0.082	0.08	0.077	0.072	0.065
Austria	0.062	0.065	0.079	0.09	0.099	0.092	0.092	0.091	0.087	0.083	0.073	0.07
Poland	0.051	0.054	0.054	0.081	0.086	0.093	0.096	0.087	0.088	0.078	0.083	0.076
Portugal	0.071	0.082	0.086	0.078	0.092	0.09	0.09	0.105	0.102	0.103	0.099	0.094
Romania	0.077	0.077	0.084	0.089	0.081	0.085	0.08	0.083	0.09	0.075	0.071	0.064
Slovenia	0.061	0.065	0.075	0.09	0.099	0.092	0.089	0.087	0.084	0.075	0.071	0.068
Slovakia	0.07	0.077	0.093	0.12	0.142	0.116	0.123	0.127	0.124	0.111	0.108	0.105
Finland	0.053	0.052	0.054	0.061	0.066	0.067	0.069	0.068	0.068	0.066	0.064	0.061
Sweden	0.046	0.059	0.063	0.069	0.066	0.08	0.089	0.08	0.08	0.07	0.062	0.061
United Kingdom	0.057	0.08	0.095	0.094	0.108	0.095	0.094	0.11	0.112	0.125	0.118	0.104 <sup>(a)</sup>

Fuente: Eurostat; Date of extraction: 02 Apr 2017 00:11:00 CEST. Last update: 29.03.2017.

Hyperlink to the table:

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=ten00117>

\*Electricity prices for industrial consumers are defined as follows: Average national price in Euro per kWh without taxes applicable for the first semester of each year for medium size industrial consumers (Consumption Band Ic with annual consumption between 500 and 2000 MWh).

Electricity prices by type of user  
EUR per kWh  
Medium size industries

geo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	0.088	0.096	0.091	0.093	0.096	0.094	0.092	0.089	0.084

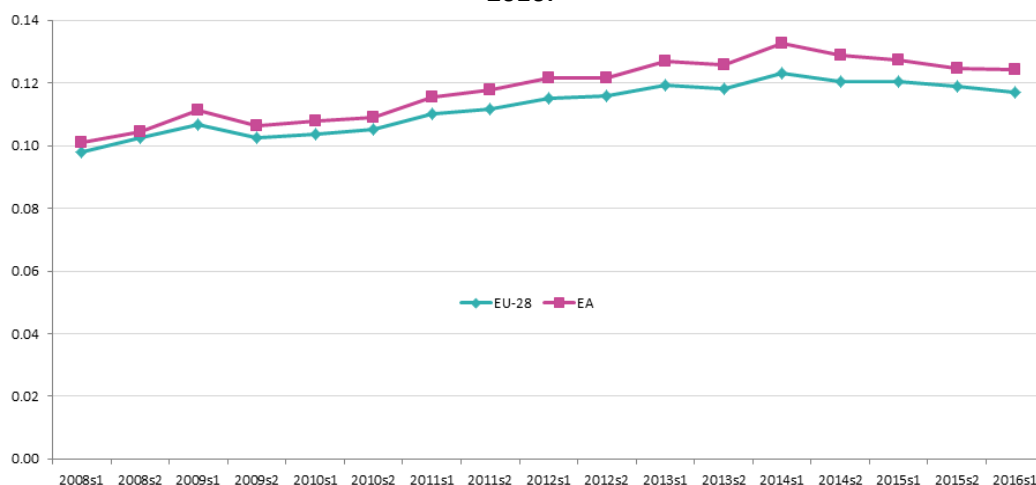
Entonces, observando la Tabla nº 49, podemos apreciar que los precios de la electricidad registrados<sup>229</sup> para los consumidores industriales no sólo que son bastante más bajos que los

<sup>229</sup> Nótese que los precios registrados en esta tabla difieren de los precios vistos anteriormente para los años 2014(s1), 2015(s1) y 2016(s1). Por ejemplo para el año 2016 tenemos 0,117 Eur/kWh frente a los

precios para los clientes domésticos (este hecho se debe por parte a que los precios para las industrias no incluyen todos los impuestos), pero también que en los últimos años se confirma la tendencia a la baja. La bajada del precio es tal, que en el año final de la medición la cifra llega a ser inferior a la del año de partida. Si en el año 2008 la cifra inicial era de 0,088 Eur/kWh, en 2016 el precio que se alcanza es de 0,084 Eur/kWh. A lo largo de la trayectoria vemos subidas de precio - se registra un repunte en 2009 y luego en 2012, llegando al valor más alto, que es de 0,096 Eur/kWh. Pero a partir de este momento presenciamos continuos descensos, hasta llegar a la cifra actual la cual se sitúa por debajo del precio inicial, con lo cual se corrobora efectivamente la hipótesis de partida - que los precios de la electricidad, previsiblemente, deberían bajar.

También disponemos del Gráfico nº 31, que refleja la trayectoria de los precios de la UE-28, igual que para los clientes domésticos. En éste podemos ver claramente la bajada de precios para los clientes industriales. (Aunque el nivel de precios, así como los años correspondientes a los repuntes y al inicio de la bajada difieren - véase la nota a pie de página.)

**Gráfico 31) Evolución de precios de electricidad, consumidores industriales, UE-28, EA, 2008 - 2016:**



Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Electricity price statistics

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/2/2a/Evolution\\_of\\_EU-28\\_and\\_EA\\_electricity\\_prices\\_for\\_industrial\\_consumers\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/2/2a/Evolution_of_EU-28_and_EA_electricity_prices_for_industrial_consumers_%28EUR_kWh%29.png)

0,084 Eur/kWh, con lo cual la diferencia es de 0,033 Eur/kWh en un mismo año. Los datos proceden de la misma fuente (Eurostat), y responden a los mismos criterios - consumidores industriales con el consumo anual comprendido entre los 500 y los 2000 MWh; datos recogidos en el primer semestre de cada año. Aun así aparecen diferencias importantes.

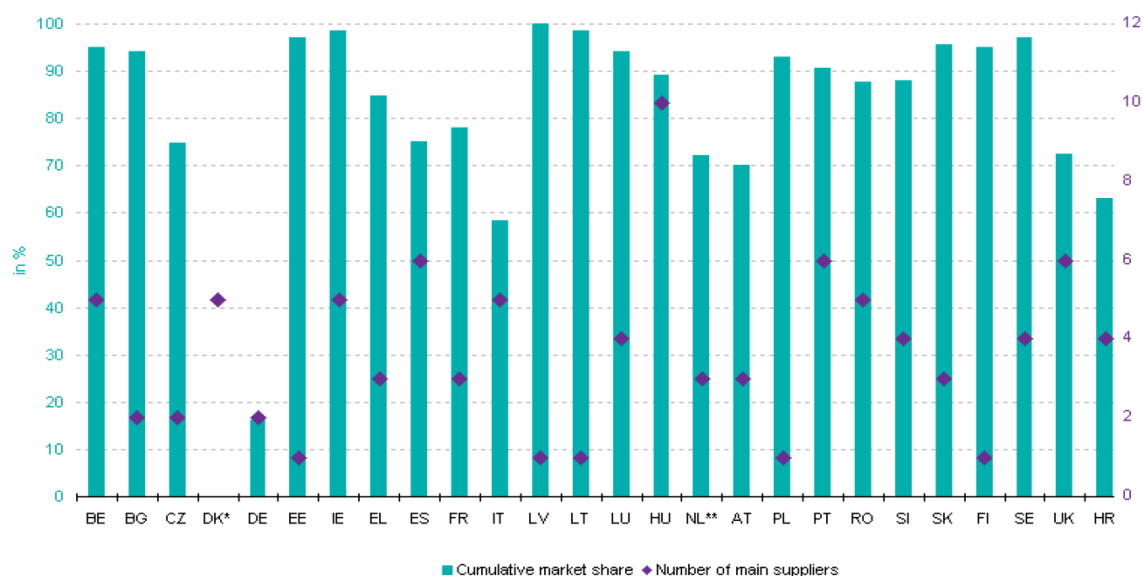
Esta diferencia se debe a los impuestos. Si bien en el primer caso (donde el precio registrado es más alto) el precio *"exclude refundable taxes and levies and VAT for industrial/business users"*, en el segundo caso (donde los precios son más bajos) el precio es directamente *"without taxes"*. Ya hemos visto, en el gráfico que refleja la composición del precio y los impuestos para los consumidores industriales, que cada país aplica diferentes impuestos, distintos al IVA, también a éstos. Y es precisamente esta partida la que es responsable de las diferencias de medición de las dos tablas.

Después de haber estudiado los precios de la electricidad, ahora el paso siguiente es acudir a las estadísticas de los indicadores de mercado y de los precios del gas natural y analizar, si se cumple la hipótesis de la entrada de más empresas competidoras en el mercado y si ocurre la consiguiente bajada de precios del suministro tras la puesta en marcha de las medidas comunitarias comprendidas dentro de los tres paquetes de Directivas y Reglamentos que hemos visto en el Capítulo 6.

Para esto nos serviremos de nuevo con la información proporcionada por Eurostat, y veremos el número de las principales empresas que operan en el mercado de la comercialización del gas natural y sus cuotas de mercado cumulativas. (No entraremos en el análisis de los productores, dado que, como hemos visto, la producción de gas en los países de la UE es más bien escasa, y por eso no tiene tanto peso en sistema.) Por empresas principales se entienden aquellas que suministran a los usuarios finales al menos el 5% de la cantidad consumida dentro del país. Y para la comparación disponemos de dos gráficos que resumen dicha información, una del año 2010 y otra del año 2015. Pero a continuación, para hacernos una idea más detallada, también será de interés ver la evolución del número de los principales comercializadores, y el número total de todos los comercializadores (que incluye también a aquellas empresas que cubren menos del 5% del consumo final.) Y finalmente analizaremos los indicadores de precios y su evolución, igual que hemos hecho para la electricidad.

Viendo el primer par de Figuras (nº 32 y nº 33), que ilustran la situación de los principales comercializadores de gas natural, lo primero que queda patente, es que el número de las empresas es muy distinto a lo largo de la UE. Y hay mucha diferencia también entre los porcentajes de las cuotas de mercado cumulativas de dichas empresas en los distintos Estados miembros. (Pero hay que tener en cuenta que Malta y Chipre no figuran en el gráfico - ni en éste ni en la mayoría de los siguientes (y si están incluidos, en muchos casos no publican sus números correspondientes), por lo tanto, estos dos países se escapan del análisis. Tampoco disponemos de la cuota cumulativa de Dinamarca para 2010, y de Suecia en 2015. Y para 2015 faltan datos para Grecia.) Entonces, deteniéndonos primero en los datos para el año 2010, hay que destacar que el número de empresas varía entre las 10 entidades en Hungría, que es la cifra más alta, y una sola empresa importante en varios países. La situación de éstos, donde el suministro de gas depende principalmente de una sola empresa, no es muy deseable desde el punto de vista de defensa de la competencia. Esta situación la observamos en cinco países en 2010, los cuales son Estonia, Letonia y Lituania (donde, en los tres casos, la cuota de mercado de esta empresa además llega casi al 100%), Polonia y Finlandia (en ambos la cuota supera el 90%).

**Gráfico 32) Número de principales comercializadores de gas natural y sus cuotas de mercado acumulativas, 2010 (en % y nº):**



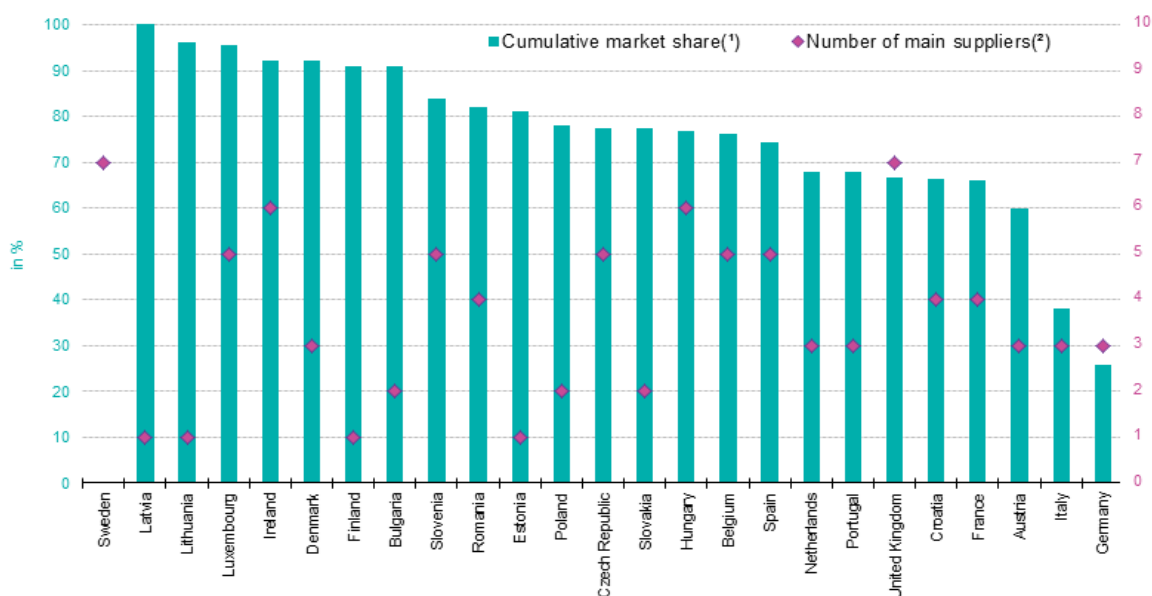
Note: retailers are considered as "main" if they sell at least 5% of the total natural gas consumed by final customers.

\* Information on market share not available.

\*\* Number of main retailers selling natural gas only to small consumers.

Fuente: Eurostat; *Statistics explained archive, Volume 4: Agriculture, environment, energy and transport statistics*; May 2012; ISSN 1977-3951.

**Gráfico 33) Número de principales comercializadores de gas natural y sus cuotas de mercado acumulativas, 2015 (en % y nº):**



Note: retailers are considered as "main" if they sell at least 5% of the total natural gas consumed by final customers.

(\*) data not available for Greece and Sweden

(\*) data not available for Greece

Source: Eurostat (This data is not yet available in the Eurostat dissemination database)

Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas market indicators.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/b/bb/Number\\_of\\_main\\_natural\\_gas\\_retailers\\_to\\_final\\_customers\\_and\\_their\\_cumulative\\_market\\_share%2C\\_2015-F2.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/b/bb/Number_of_main_natural_gas_retailers_to_final_customers_and_their_cumulative_market_share%2C_2015-F2.png)



El número de comercializadores principales tan alto en Hungría (10) es una excepción - para los demás países nos movemos entre 1 empresa, que es el peor escenario (los cinco países que hemos mencionado), y 6 (que es el número registrado en España, Portugal y el Reino Unido). Los demás países se mantienen dentro de estos márgenes. Las cuotas de mercado cumulativas más altas, que superan el 90%, se registran Lituania, Letonia, Estonia y Finlandia (donde este porcentaje pertenece a la empresa que domina el mercado), y luego en Irlanda y Bélgica (donde operan 5 empresas principales), en Luxemburgo y Suecia (donde hay 4 empresas principales), o en Eslovaquia (con 3 empresas importantes). La cuota de mercado cumulativa más baja se registra en Alemania, con menos del 20%, donde operan sólo 2 comercializadores que cubren al menos 5% del consumo de los clientes finales.

Al comparar estos datos con los de 2015, vemos que cuatro de los cinco Estados miembros que en peor situación estaban, con una sola empresa comercializadora que domina el mercado, siguen en la misma posición (y la cuota de mercado no mejora en Letonia, donde sigue siendo del 100% para la única empresa del mercado, en Lituania y Finlandia hay un ligero descenso, y en Estonia han conseguido reducirla en mayor medida, estando ahora ligeramente por encima del 80%). Solamente en Polonia se ha conseguido introducir otra empresa competidora en el mercado de la comercialización, y ahora su número total de empresas principales se sitúa en 2 (la cuota de mercado cumulativa se ha reducido en una buena medida, estando ahora por debajo del 80%). El número total de comercializadores principales ahora varía entre 7, que es el número más alto (Suecia y el Reino Unido) y 1. (Hungría, que en 2010 tenía 10 empresas importantes en el mercado, ahora registra sólo 6.) Y las cuotas cumulativas ahora superan el 90% en 7 países - aparte de la ya mencionada Letonia y Lituania, la tercera cuota más alta aparece en Luxemburgo (donde operan 5 empresas principales), luego está Irlanda (con 6 empresas), Dinamarca (3 comercializadores mayoritarios), y por igual están Finlandia y Bulgaria, rozando la línea del 90% (en Finlandia sigue habiendo 1 empresa, como hemos visto, y en Bulgaria hay 2.) La cuota de mercado cumulativa más baja sigue registrándose en Alemania, pero subiendo en algunos puntos porcentuales, para situarse finalmente ligeramente por encima del 25% (sube también el número de empresas, de 2 a 3.)

Para una imagen todavía más detallada acerca del número de comercializadores de gas natural en los distintos Estados miembros, acudiremos a las tablas que se muestran a continuación. En la primera (Tabla nº 50) vemos las principales empresas que venden gas a los clientes finales (allí podemos ampliar el análisis previo) y en la segunda (nº 51) vemos todas las

empresas que venden gas a los usuarios finales. Las diferencias son, en algunos casos, realmente muy pronunciadas.

**Tabla 50) Número de principales comercializadores de gas natural, 2003 - 2015:**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Belgium	3	2	3	5	5	5	5	5	4	4	5	5	5
Bulgaria	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Czech Republic	7	7	7	7	7	8	3	2	5	11	5	6	5
Denmark	4	5	3	6	:	:	5	5	5	:	3	3	3
Germany	1	1	1	4	2	2	3	2	2	3	3	3	3
Estonia	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ireland	1	2	1	3	3	3	3	5	5	6	6	6	6
Greece	1	2	1	1	2	2	3	3	:	4	4	:	:
Spain	3	4	5	5	5	6	6	6	6	7	6	5	5
France	2	2	3	3	3	2	2	3	3	3	4	4	4
Croatia	3	4	5	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4
Italy	5	5	4	2	2	3	5	5	5	4	4	3	3
Latvia	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lithuania	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Luxembourg	3	4	2	4	4	4	5	4	3	3	3	4	5
Hungary	7	7	7	7	7	6	9	10	6	6	6	6	6
Netherlands	4	5	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Austria	3	5	4	4	4	4	4	3	3	:	3	2	3
Poland	7	7	7	7	5	1	1	1	1	1	1	2	2
Portugal	4	4	4	4	4	4	5	6	4	4	3	3	3
Romania	4	5	6	6	6	6	6	5	5	5	6	5	4
Slovenia	2	2	2	3	2	4	3	4	5	4	5	5	5
Slovakia	1	1	1	1	1	1	2	3	3	2	2	3	2
Finland	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sweden	5	5	5	5	5	:	6	4	:	:	6	6	7
United Kingdom	5	7	7	7	7	7	8	6	6	7	7	8	7

Note: retailers are considered as "main" if they sell at least 5% of the total natural gas consumed by final customers.

: data not available

Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas market indicators.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/0/0e/Number\\_of\\_main\\_natural\\_gas\\_retailers-T5.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/0/0e/Number_of_main_natural_gas_retailers-T5.png)

**Tabla 51) Número total de comercializadores de gas natural, 2003 - 2015:**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Belgium	27	32	41	41	41	41	41	41	17	22	29	37	46
Bulgaria	8	8	11	12	15	16	18	18	19	20	23	23	25
Czech Republic	14	9	10	10	9	13	18	28	47	57	74	80	88
Denmark	4	7	5	12	17	16	13	13	14	14	14	20	17
Germany	701	700	700	700	700	700	820	820	864	851	825	854	946
Estonia	14	15	23	27	20	30	27	22	22	23	23	22	21
Ireland	2	2	4	4	4	6	8	8	8	8	7	7	7
Greece	1	2	4	4	4	4	4	4	:	4	4	4	:
Spain	43	41	40	42	43	44	28	32	33	36	37	44	52
France	31	34	36	36	34	36	36	50	60	77	61	64	66
Croatia	3	27	30	39	39	42	42	42	38	36	42	40	45
Italy	412	389	415	323	312	396	295	303	308	462	335	339	338
Latvia	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lithuania	7	5	5	5	6	6	6	5	5	5	5	3	4
Luxembourg	6	6	6	7	7	7	7	8	8	7	5	6	6
Hungary	14	16	16	15	18	20	26	28	27	30	24	29	32
Netherlands	24	25	21	24	31	30	24	29	32	32	45	46	51
Austria	29	27	28	30	30	31	>30	40	36	41	45	54	56
Poland	40	47	57	66	66	58	52	52	55	61	64	78	88
Portugal	10	10	11	11	11	13	15	18	20	22	23	24	25
Romania	27	28	39	47	51	55	56	63	67	65	67	70	74
Slovenia	14	18	17	18	18	18	19	19	20	21	21	21	20
Slovakia	1	1	1	1	4	8	10	14	19	22	26	25	29
Finland	27	30	30	29	29	30	25	25	25	25	26	26	23
Sweden	7	7	7	7	6	6	6	5	6	7	6	6	7
United Kingdom	23	15	18	17	17	17	17	19	16	16	45	43	61

: data not available

Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas market indicators.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/4/4e/Number\\_of\\_retailers\\_selling\\_natural\\_gas\\_to\\_final\\_customers-T4.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/4/4e/Number_of_retailers_selling_natural_gas_to_final_customers-T4.png)

Ambas reflejan la evolución del número de las empresas desde 2003 a 2015. De la primera de las dos tablas podemos extraer, en primer lugar, la confirmación de la entrada de más empresas en el mercado. En la mayoría de los Estados miembros el número de las principales empresas comercializadoras aumenta (aunque hay que decir que no en todos - en algunos países aparecen descensos, el más significativo en Polonia, donde se baja de las 7 empresas en 2003 a 2 empresas en 2015, o en Lituania, que reduce su número de empresas de 3 a 1 sola). El aumento más significativo se registra en Irlanda, donde se pasa de una sola empresa a 6 en 2015. Y en el conjunto de la UE el aumento de los principales comercializadores es de 81 empresas en 2003 a 92 empresas en 2015. (Sin contar con Grecia, para la que no disponemos de datos en los últimos dos años. Aunque la trayectoria allí también parece ser positiva, ya que de una empresa en 2003 se pasó a 4 en 2013, que es el último año medido.)

Luego si comparamos el número de las principales empresas comercializadoras, es decir las que cubren al menos el 5% del consumo de los clientes finales del país, con el número total de todas las empresas comercializadoras, incluidas aquellas cuya cobertura es menor del 5%, vemos unas diferencias muy marcadas. En algunos Estados miembros la diferencia entre estos dos datos es en el orden de cientos. Pero igualmente hay grandes diferencias entre los distintos Estados miembros dentro de la segunda tabla. A saber, por ejemplo en Alemania, donde se registra el mayor número de comercializadores, se alcanza el increíble número de 946 empresas (frente a 3 empresas principales). Y en Italia aparecen 338 empresas (y también sólo 3 empresas principales). Luego hay varios países con más de 50 comercializadores registrados en 2015, como Polonia y la República Checa (ambas tienen 88 compañías), Rumanía (74), Francia (66), el Reino Unido (61), Austria (56), España (52), y los Países Bajos (51 compañías). Pero por el contrario hay países en los que el número no es mucho más alto que en la primera tabla, es decir que no hay muchas más (o no hay ninguna) empresas pequeñas en el mercado que suministren el gas natural a un número reducido de clientes finales. Por ejemplo en Lituania aparecen, además de la única empresa principal, también 3 compañías más pequeñas. Y en Luxemburgo o en Irlanda aparece solo una pequeña empresa en el mercado, y si el número de las empresas principales es de 6, el número total es de 7. En Suecia en ambas mediciones llegamos al número 7. Pero el caso más llamativo es el de Letonia, donde no hay ninguna empresa complementaria y donde la totalidad del mercado está cubierta por una sola empresa, sin que haya cabida para otros competidores en el mercado.

El precio del gas natural es la variable que más nos interesa ahora - tanto el precio para los clientes domésticos, como el precio para los consumidores industriales. Para ver su evolución y sus niveles actuales, estudiaremos de nuevo varias estadísticas de Eurostat, de modo semejante a la electricidad.

En la Tabla nº 51 disponemos de datos para la evolución de los precios (expresados en Euros/kilovatio-hora) para ambas categorías de usuarios, en los últimos tres años. Se registran entradas para los años 2014, 2015 y 2016, siempre del primer semestre. Las cifras están tanto para el conjunto de la UE-28, como desagregadas para los distintos Estados miembros. (Para Chipre y Malta no hay datos, para Finlandia faltan los precios para los hogares.)

**Tabla 52) Precios de gas natural, consumidores domésticos e industriales, 2014 - 2016 (EUR/kWh):**

	Gas prices (per kWh)					
	Households (*)			Industry (²)		
	2014s1	2015s1	2016s1	2014s1	2015s1	2016s1
<b>EU-28</b>	0.067	0.066	0.062	0.040	0.037	0.032
<b>Euro area</b>	0.073	0.071	0.068	0.041	0.037	0.033
Belgium	0.066	0.058	0.055	0.032	0.029	0.026
Bulgaria	0.049	0.048	0.037	0.035	0.032	0.023
Czech Republic	0.055	0.057	0.058	0.032	0.030	0.026
Denmark	0.091	0.080	0.072	0.038	0.037	0.029
Germany	0.068	0.068	0.066	0.045	0.040	0.034
Estonia	0.049	0.046	0.044	0.035	0.036	0.031
Ireland	0.068	0.067	0.065	0.041	0.040	0.033
Greece	0.072	0.068	0.056	0.049	0.042	0.030
Spain	0.075	0.073	0.068	0.037	0.035	0.028
France	0.070	0.070	0.065	0.039	0.038	0.033
Croatia	0.046	0.047	0.043	0.042	0.039	0.033
Italy	0.080	0.077	0.073	0.038	0.035	0.031
Cyprus	-	-	-	-	-	-
Latvia	0.048	0.050	0.042	0.035	0.035	0.027
Lithuania	0.056	0.042	0.041	0.041	0.028	0.027
Luxembourg	0.053	0.050	0.045	0.043	0.040	0.035
Hungary	0.037	0.035	0.034	0.040	0.037	0.032
Malta	-	-	-	-	-	-
Netherlands	0.079	0.076	0.078	0.041	0.039	0.038
Austria	0.075	0.073	0.069	0.043	0.040	0.035
Poland	0.049	0.050	0.039	0.038	0.037	0.027
Portugal	0.093	0.098	0.091	0.043	0.042	0.034
Romania	0.031	0.031	0.033	0.030	0.030	0.028
Slovenia	0.067	0.063	0.060	0.043	0.037	0.035
Slovakia	0.051	0.050	0.046	0.037	0.035	0.031
Finland	-	-	-	0.047	0.045	0.041
Sweden	0.118	0.113	0.113	0.050	0.045	0.037
United Kingdom	0.060	0.064	0.055	0.037	0.036	0.029

\*This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

- : not available

(\*) Annual consumption: 5 600 kWh < consumption < 56 000 kWh (20 - 200 GJ).

(²) Annual consumption: 2 778 MWh < consumption < 27 778 MWh (10 000 - 100 000 GJ).

Source: Eurostat (online data code: nrg\_pc\_202 and nrg\_pc\_203)

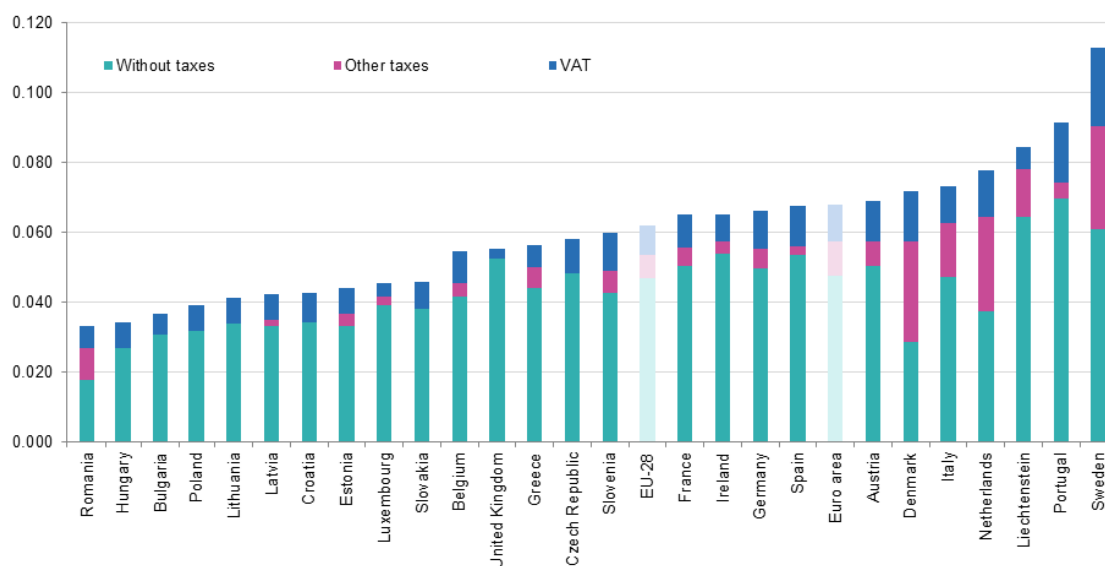
Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas price statistics.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/c/c2/Half-yearly\\_gas\\_prices\\_%28EUR%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/c/c2/Half-yearly_gas_prices_%28EUR%29.png)

Veamos primero los precios del gas natural para los consumidores domésticos en los tres últimos años. Para el conjunto de la UE-28 queda patente a primera vista una bajada de precios continua (aunque no demasiado pronunciada). Los precios bajan de los 0,067 Eur/kWh en 2014 a los 0,066 Eur/kWh en 2015, y luego a los 0,062 Eur/kWh en 2016. Casi todos los Estados miembros copian esta tendencia y registran bajadas de precios en 2015 y 2016 respecto a 2014. (Aunque no todos, en dos países encontramos subidas de precio - en la República Checa, que sube ligeramente de los 0,055 Eur/kWh a los 0,057 Eur/kWh y finalmente a los 0,058 Eur/kWh. Y también en Rumanía.)

Y también, igualmente que en el caso de la electricidad, podemos observar una divergencia importante entre los niveles de precios de los distintos Estados miembros. Si en Rumanía los hogares pagan 0,031 Eur/kWh, en Suecia se paga 0,118 Eur/kWh, lo cual es casi cuatro veces más. En el Gráfico nº 34, que refleja los precios registrados en el primer semestre de 2016, podemos ver los países ordenados según el precio que pagan los consumidores domésticos por el kilovatio-hora. Igual que podemos ver la composición del precio - el precio base, el IVA y los otros impuestos aplicados por cada Estado miembro. Resulta que en algunos países los impuestos suponen una proporción bastante alta del precio final, mientras que en otros se trata sólo de una parte menor. Por ejemplo en Dinamarca los impuestos conforman más de la mitad del precio final, el cual es de los más altos en la UE, aun siendo el precio base del gas de los más bajos de la UE.

**Gráfico 34) Precios de gas natural - consumidores domésticos, 2016s1 (EUR/kWh):**



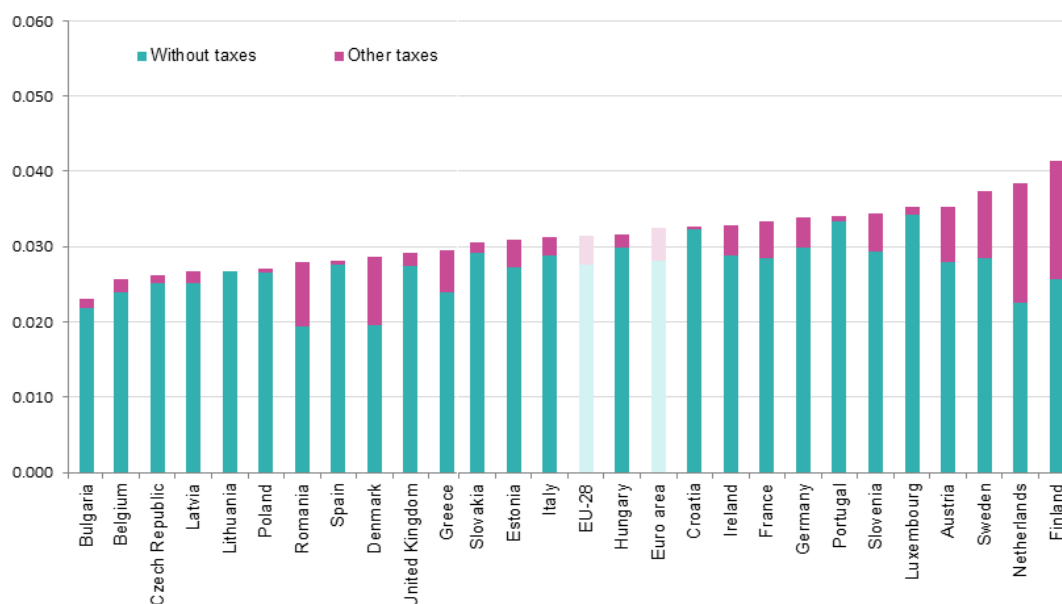
Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas price statistics.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/a/a1/Natural\\_gas\\_prices\\_for\\_household\\_consumers%2C\\_2016s1\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/a/a1/Natural_gas_prices_for_household_consumers%2C_2016s1_%28EUR_kWh%29.png)

Pero volviendo a la Tabla de precios de los tres últimos períodos (nº 52), para los clientes industriales también se registran bajadas de precios, incluso un poco más marcadas que para los hogares. En el año 2014 las industrias en la UE-28 pagaron en el promedio 0,040 Eur/kWh, un año más tarde 0,037 Eur/kWh, y en 2016 el precio descendió a 0,032 Eur/kWh. Entonces la bajada total es de 0,008 Eur/kWh en los últimos tres años medidos (frente a la bajada de 0,005 Eur/kWh para los hogares).

Aquí también podemos observar diferencias de precios de unos países respecto a otros, aunque no tan pronunciadas como para los clientes domésticos. El país que más barato tiene el kilovatio-hora para las industrias es Bulgaria, donde se paga sólo 0,023 Eur/kWh, en segundo lugar está Bélgica, con 0,026 Eur/kWh. Mientras que el país que tiene precios más altos es Finlandia, donde los clientes industriales pagan 0,041 Eur/kWh. En el Gráfico nº 35 se nos muestran los Estados miembros ordenados según los precios medios que aplican a los usuarios industriales, así como la composición de éstos. Vemos que las diferencias de precios no son tan grandes como en el caso de los hogares, y también vemos que cada país aplica impuestos de diferente magnitud. Por ejemplo en Lituania no se añade ningún impuesto al precio base, mientras que en los Países Bajos el impuesto supone más de una tercera parte del total.

**Gráfico 35) Precios de gas natural - consumidores industriales, 2016s1 (EUR/kWh):**



Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas price statistics.

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/8/8b/Natural\\_gas\\_prices\\_for\\_industrial\\_consumers%2C\\_2016s1\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/8/8b/Natural_gas_prices_for_industrial_consumers%2C_2016s1_%28EUR_kWh%29.png)



Habiendo visto la evolución de los precios en los últimos tres años, la cual parece corroborar la hipótesis de la bajada de precios prevista, habrá que analizar a continuación una serie temporal más larga, para ver si realmente esta tendencia a la baja es un fenómeno continuo. Para esta tarea vamos a acudir a la base de datos de Eurostat, de la que podemos generar las siguientes dos tablas. Éstas recogen los datos para los consumidores domésticos medios (nº 53) y para los consumidores industriales medios (nº 54), tanto para el conjunto de la UE-28 (incluida la UE-27 y la Euro-zona), como para los países por separado, a lo largo del eje temporal que va desde 2005 hasta 2016. Los precios registrados están expresados en Euros/gigajulio<sup>230</sup>.

**Tabla 53) Precios de gas natural, consumidores domésticos, 2005 - 2016 (EUR/GJ):**

Gas prices by type of user

EUR per gigajoule

Medium size households

geo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	:	:	:	14.86	16.17	14.41	15.58	17.36	18.18	18.5	18.41	17.26
EU (27 countries)	11.21	12.92	14.95	14.9	16.21	14.44	15.62	17.4	18.21	18.53	18.44	17.29
Euro area (changing con	13.36	15.33	16.98	17.02	18.48	15.9	17.22	19.1	20.21	20.18	19.67	18.9
Euro area (19 countries)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Belgium	11.16	13.5	12.89	16.26	16.82	14.7	17.6	19.13	18.32	18.27	16.23	15.19
Bulgaria	6.731	7.7	8.835	9.848	13.14	10.211	11.944	13.723	14.24	13.626	13.258	10.226
Czech Republic	7.494	10.026	9.454	12.202	13.748	13.04	15.125	18.311	17.803	15.228	15.949	16.188
Denmark	28.439	29.82	30.843	26.629	22.299	26.498	28.645	27.219	27.585	25.222	22.292	19.916
Germany	13.56	15.98	18.45	17.81	18	15.7	16.34	17.7	18.35	18.84	18.78	18.36
Estonia	4.63	4.635	5.888	9.3	10.96	10.068	11.64	13.88	14.57	13.64	12.67	9.62
Ireland	9.98	12.51	16.732	15.09	17.89	13.79	14.14	17.06	18.15	18.92	18.7	18.12
Greece	:	:	:	:	:	:	:	:	21.44	20.09	18.92	15.68
Spain	11.896	13.63	14.234	15.981	16.98	14.832	14.89	18.37	20.34	20.9	20.32	18.82
France	10.57	12.72	13.46	14.46	15.29	14.46	16.11	17.63	18.83	19.47	19.46	18.05
Croatia	7.99	8.176	8.183	7.592	8.859	10.633	10.421	10.644	12.919	12.898	13.126	11.904
Italy	15.341	16.5	18.335	17.468	21.041	17.148	19.27	21.36	23.17	22.14	21.27	20.32
Cyprus	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Latvia	4.538	5.345	7.498	8.704	14.541	8.726	10.749	14.235	14.052	13.45	13.77	11.78
Lithuania	5.41	6.238	7.044	9.147	11.799	10.431	12.074	14.165	16.746	15.538	11.75	11.47
Luxembourg	8.136	10.325	11.518	15.48	13.68	12.07	14.19	16.06	17.34	14.78	13.77	12.62
Hungary	5.1	5.282	7.16	11.237	13.377	14.871	15.572	13.429	12.01	10.147	9.803	9.561
Malta	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Netherlands	15.17	16.92	18.42	19.37	22.49	18.89	19.15	20.57	21.96	21.91	21	21.65
Austria	13.36	15.65	15.99	16.27	18.03	17.29	19.29	21.05	21.32	20.78	20.28	19.17
Poland	7.55	9.463	10.692	11.562	10.801	11.807	12.872	13.019	13.055	13.587	13.907	10.88
Portugal	12.338	14.52	13.881	17.366	16.78	16.491	16.95	20.52	23.23	25.96	27.11	25.35
Romania	4.792	7.66	9.049	9.212	8.114	7.638	7.898	7.517	7.911	8.58	8.651	9.225
Slovenia	10.331	12.986	13.86	15.51	18.28	16.177	18.56	22.16	18.57	18.54	17.48	16.65
Slovakia	8.14	10.882	11.482	11.888	12.829	12.111	12.93	14.32	13.85	14.1	13.78	12.78
Finland	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Sweden	22.163	25.948	26.576	25.798	24.268	27.885	32.937	32.604	34.088	32.898	31.431	31.354
United Kingdom	7.257	8.236	11.757	10.987	11.837	11.262	11.805	14.497	14.738	16.657	17.645	15.361

Fuente: Eurostat. Date of extraction: 02 Apr 2017 00:10:00 CEST. Last update: 29.03.2017.

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=ten00118>

Gas prices by type of user

EUR per gigajoule

Medium size households

geo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	14.86	16.17	14.41	15.58	17.36	18.18	18.5	18.41	17.26

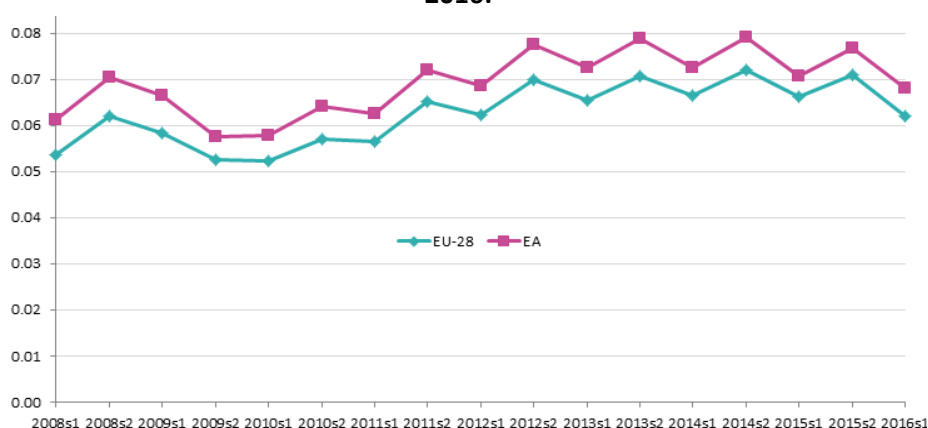
<sup>230</sup> Nótese que las tablas anteriores expresan los precios en Eur/kWh, mientras que ahora el precio se expresa en Eur/GJ. Para poder hacer comparaciones, es necesario proceder a la conversión de unidades. (Véase el Glosario al final de la Tesis - la parte dedicada a Coeficientes de conversión.)

El coeficiente de conversión es: 1 GJ = 277.77777777778 kWh, o al revés 1 kWh = 0.0036 GJ.

En la primera Tabla (nº 53), que recoge los precios del gas natural para los consumidores domésticos, podemos observar que la tendencia no es tan clara como podría parecer si se mira solamente a los tres últimos tramos (recogidos en la tabla nº 52). En éstos efectivamente el descenso del precio para el conjunto de la UE-28 se confirma, pero no es así para los años previos. El valor registrado en el primer año de la medición, es decir en 2008, es de 14,86 Eur/GJ, en 2009 el precio sube a los 16,17 Eur/GJ, luego el precio vuelve a bajar a los 14,41 Eur/GJ en 2010, vuelve a subir a los 15,58 Eur/GJ en 2011 y desde entonces sigue subiendo hasta 2014, que es cuando se registra la cifra más alta en toda la serie, situándose el precio en 18,50 Eur/GJ. A partir de este momento el precio empieza a registrar bajadas continuas, como hemos visto, hasta descender a los 17,26 Eur/GJ en 2016. El precio final es más alto que el precio inicial, pagando los hogares en el promedio 2,4 Euros más por cada gigajulio ahora que hace ocho años. Entonces la bajada de precios para los consumidores domésticos sí se confirma para los últimos dos años, pero no podemos concluir que se tratase de una tendencia prolongada en el tiempo. Para ver si efectivamente es así, habría que esperar a más datos de los períodos posteriores.

En el siguiente Gráfico nº 36 se resume esquemáticamente la trayectoria de la evolución de precios<sup>231</sup> para los hogares desde 2008 hasta 2016. Aquí podemos ver que la curva registra constantes subidas y bajadas y que difícilmente se pueden sacar conclusiones fundadas acerca de si la reducción de precios actualmente observada es algo estructural, debido a la introducción de medidas desde la UE, o si se trata más bien de una reducción coyuntural.

**Gráfico 36) Evolución de precios de gas natural, consumidores domésticos, UE-28, EA, 2008 - 2016:**



Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas price statistics.

Note: Evolution of EU-28 and EA natural gas prices for household consumers (EUR/kWh).

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/f/f1/Evolution\\_of\\_EU-28\\_and\\_EA\\_natural\\_gas\\_prices\\_for\\_household\\_consumers\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/f/f1/Evolution_of_EU-28_and_EA_natural_gas_prices_for_household_consumers_%28EUR_kWh%29.png)

<sup>231</sup> De nuevo, hay que fijarse en las unidades, en el Gráfico nº 36 se mide el precio en Eur/kWh.

Pasando a las estadísticas de precios para los consumidores industriales, vamos a acudir de nuevo a los datos extraídos de Eurostat para ver si la tendencia registrada en los últimos tres períodos se puede observar también en los años anteriores. En la Tabla nº 54 se recogen los precios, medidos en Eur/GJ y sin impuestos, para el período 2005 - 2016, para los consumidores industriales tanto al nivel de la UE-28, como desagregados por países. (Y debajo de la tabla aparece un extracto del precio medio en la UE-28 desde 2008 hasta 2016.) De nuevo faltan datos para Malta y Chipre, pero también para Irlanda hasta 2008 y para Grecia hasta 2013.

**Tabla 54) Precios de gas natural, consumidores industriales, 2005 - 2016 (EUR/GJ):**

Gas prices by type of user

EUR per gigajoule

Medium size industries

geo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	:	:	:	8.92	9.34	7.96	8.58	9.56	10.61	10.03	9.27	7.67
EU (27 countries)	6.01	8.11	8.87	8.94	9.35	7.95	8.57	9.55	10.6	10.02	9.27	7.66
Euro area (changing composition)	6.27	8.25	8.91	9.42	9.9	8.35	9.01	9.81	11	10.26	9.39	7.82
Euro area (19 countries)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Belgium	5.27	7.06	6.89	8.98	8.73	7.64	8.72	9.17	10.71	8.42	7.67	6.63
Bulgaria	3.777	4.502	5.217	5.716	8.743	6.662	7.976	10.032	9.894	9.495	8.631	6.084
Czech Republic	5.109	7.341	6.563	8.538	8.982	8.228	8.357	8.969	9	8.454	7.931	6.972
Denmark	6.008	6.165	5.769	7.265	6.344	6.373	8.798	8.652	9.595	7.57	7.673	5.419
Germany	7.76	10.47	12.15	11.28	10.86	8.98	9.65	9.27	12.16	11.35	9.86	8.3
Estonia	2.752	2.845	3.691	6.777	7.301	7.502	7.31	9.82	9.94	9.42	9.48	5.98
Ireland	:	:	:	11.05	9.3	7.67	9.9	9.76	10.81	10.45	10.08	8.02
Greece	:	:	:	:	:	:	:	:	13.27	12.11	9.93 <sup>(p)</sup>	6.64 <sup>(p)</sup>
Spain	4.683	7.24	7.074	7.641	8.702	7.702	8.36	10.38	10.65	10.23	9.56	7.66
France	6.22	8.06	7.63	9.06	9.76	8.95	9.86	10.51	11.03	10.36	9.58	7.92
Croatia	6.422	6.572	6.577	6.1	7.32	9.45	11.238	11.85	12.694	11.408	10.685	8.977
Italy	6.094	7.04	8.458	8.774	10.402	7.78	8.24	10.58	10.53	9.58	9.12	8
Cyprus	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Latvia	3.476	4.052	5.29	7.903	10.859	7.158	8.118	9.938	9.939	9.24	9.16	6.96
Lithuania	3.606	4.454	6.021	8.787	8.73	8.912	9.74	12.477	12.234	11.498	7.79	7.45
Luxembourg	6.945	9.011	9.854	10.44	11.08	10.13	11.58	13.99	14.05	11.72	10.71	9.49
Hungary	5.807	7.953	9.477	9.389	10.044	7.976	8.26	11.599	10.942	10.681	9.714	8.314
Malta	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
Netherlands	6.39	8.14	8.4	8.11	8.79	7.07	7.52	8.01	8.39	8.12	7.59	6.29
Austria	6.14	8.34	8.91	:	8.6	9.01	8.97	9.79	9.7	9.43	8.49	7.45
Poland	5.305	6.767	7.545	8.363	7.733	8.401	9.11	9.359	10.062	10.296	10.238	7.364
Portugal	6.03	7.63	7.76	8.69	9.81	7.62	9.38	11.09	11.46	11.63	11.42	9.24
Romania	3.678	6.234	7.319	6.233	4.7	4.115	4.23	5.286	5.75	5.918	5.749	5.368
Slovenia	5.096	7.17	7.33	9.33	11.34	10.877	11.19	14.8	12.38	10.64	8.93	8.18
Slovakia	5.081	7.655	8	9.279	11.12	8.739	9.22	10.6	9.88	9.91	9.29	8.11
Finland	6.43	7.32	7.61	7.4	8	7.9	9.34	10.88	10.6	10.06	8.54	7.15
Sweden	8.08	11.148	11.058	12.486	8.758	10.348	11.705	12.456	12.795	11.393	10.031	7.926
United Kingdom	5.811	8.917	10.552	7.291	7.686	5.943	6.472	8.599	9.356	9.85	9.424	7.642 <sup>(p)</sup>

Fuente: Eurostat. Date of extraction: 02 Apr 2017 00:10:39 CEST. Last update: 29.03.2017.

Hyperlink to the table:

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=t en00118>

Note: Average national price in Euro per Giga Joule (GJ) without taxes applicable for the first semester of each year for medium size industrial consumers (Consumption Band I3 with annual consumption between 10 000 and 100 000 GJ).

Gas prices by type of user

EUR per gigajoule

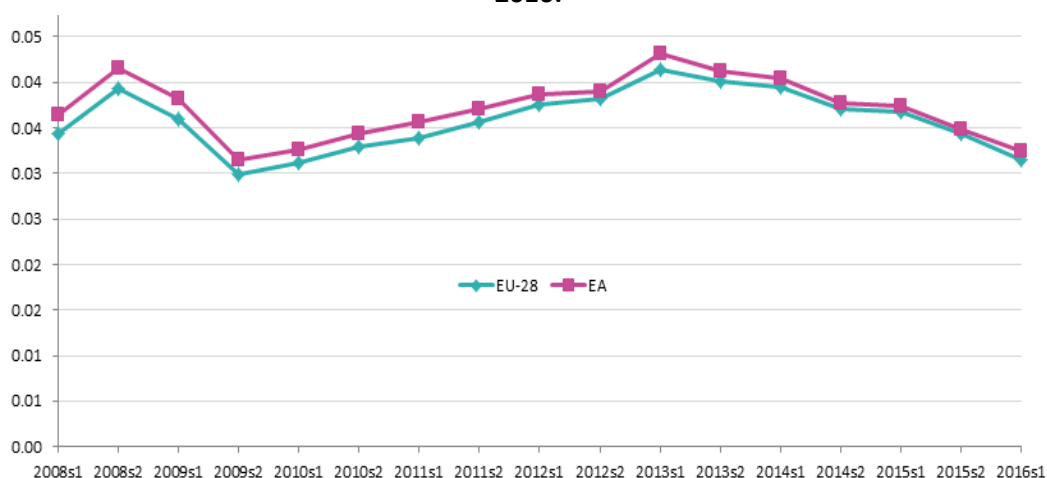
Medium size industries

geo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EU (28 countries)	8.92	9.34	7.96	8.58	9.56	10.61	10.03	9.27	7.67

Según los datos presentados en esta Tabla (nº 54), la tendencia parece ser más clara que en el caso de los consumidores domésticos. El precio inicial, registrado en 2008, es de 8,92 Eur/GJ (lo que equivaldría a 0,039 Eur/kWh). Al año siguiente se registra una subida hasta llegar a los 9,34 Eur/GJ, en 2010 aparece una bajada hasta los 7,96 Eur/GJ, y luego el precio sube durante tres años hasta alcanzar los 10,61 Eur/GJ en 2013, lo cual es la cifra más alta de la serie temporal. Desde este momento presenciamos constantes bajadas de precios, hasta llegar a los 7,67 Eur/GJ en 2016, que es el último año medido (0,032 Eur/kWh). De aquí podemos concluir que el precio final es más bajo que el precio inicial - los consumidores industriales europeos ahora pagan en promedio 1,25 Euros por cada gigajulio menos que hace 8 años. Y la bajada de precios es más prolongada que en el caso de los consumidores domésticos, aunque hasta 2013 también aparecen oscilaciones al alza y a la baja.

El último Gráfico nº 37 refleja la tendencia registrada de la evolución de los precios (expresados en Eur/kWh) para los clientes industriales resumida en la curva verde para la UE-28, desde 2008 hasta 2016. Visto así, la tendencia a la baja parece ser continua y más prolongada en el tiempo que en el caso de los usuarios domésticos, y sobre todo, el precio final se encuentra por debajo del precio registrado al inicio. Entonces la hipótesis de la bajada de precios como consecuencia de las medidas comunitarias liberalizadoras parece corroborarse con los datos ahora vistos. Aunque de nuevo, habrá que ver si la tendencia se mantiene también en los siguientes años.

**Gráfico 37) Evolución de precios de gas natural, consumidores industriales, UE-28, EA, 2008 - 2016:**



Fuente: Eurostat - Statistics Explained, Natural gas price statistics.

Note: Evolution of EU-28 and EA natural gas prices for industrial consumers (EUR/kWh).

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/8/8d/Evolution\\_of\\_EU-28\\_and\\_EA\\_natural\\_gas\\_prices\\_for\\_industrial\\_consumers\\_%28EUR\\_kWh%29.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/8/8d/Evolution_of_EU-28_and_EA_natural_gas_prices_for_industrial_consumers_%28EUR_kWh%29.png)

Entonces, para resumir lo visto y para concluir, en cuanto a la electricidad, hemos observado una notable reducción de la cuota de mercado de la empresa generadora más importante en la mayoría de los Estados miembros de la UE. (Con la excepción de Malta y Chipre, que son dos casos particulares que se escapan a la tendencia observada en el resto de la UE.) En algunos Estados miembros se han registrado descensos de la cuota de mercado muy importantes (por ejemplo en Italia la reducción es del 71,1% inicial al 27%), y solamente en tres países la situación empeoró (Hungría, Alemania y el Reino Unido - aunque en los últimos dos la cuota de mercado sigue rondando el 30%). Actualmente sólo en tres países (Malta y Chipre aparte) la cuota de mercado supera el 75% - en Francia, Estonia y Croacia. Por lo tanto, en este punto sí que se confirma una importante mejora, ya que se reduce el poder de mercado de la mayor empresa generadora en la mayoría de los Estados miembros. En cuanto al número de las empresas generadoras principales (las que cubren al menos el 5% de la generación), éste aumentó en muchos de los Estados miembros, aunque en algunos países no hubo cambios y en unos cuantos casos hasta se registraron descensos (el caso más grave es el de Polonia). La evolución del número de generadores principales en general no presenta características concluyentes.

En la fase de la comercialización de la electricidad, la evolución del número de empresas que operan en los mercados nacionales de los distintos Estados miembros, así como su cuota de mercado cumulativa, tampoco presenta una tendencia clara. Si bien en algunos países aumenta el número de empresas importantes en el mercado, en otros casos se registran descensos. Lo que sí podemos apreciar, es la mejora de la situación de modo que ahora solamente en Grecia (junto con Malta y Chipre) existe una sola empresa mayoritaria que suministra electricidad a los usuarios.

Y analizando los precios de la electricidad, resulta que para los clientes domésticos se registra un rango de precios muy distinto de unos Estados miembros frente a otros (los hogares en Dinamarca pagan un precio más de tres veces mayor que los hogares en Bulgaria). Y también resulta que el descenso de precios para estos clientes a la larga no se confirma. Si bien se registra una bajada de precios en el último año, no es así para los años anteriores en los que el precio no para de subir. Actualmente el precio pagado por los hogares por un kilovatio-hora es de 0,206 Euros, lo cual es bastante más que antes de la introducción de las medidas liberalizadoras en el mercado eléctrico (0,158 Eur/kWh en 2008). En este caso, pues, el efecto deseado parece no producirse.

Pero viendo los precios de electricidad para los clientes industriales, aquí sí que se observan mejoras sustantivas, ya que la reducción de precios efectivamente llegó a registrarse. Para las industrias el descenso de precios se confirma, situándose éste ahora por debajo del precio registrado antes de la entrada en vigor del tercer paquete de medidas liberalizadoras - en 2016 los clientes industriales pagan 0,084 Eur/kWh frente a los 0,096 Eur/kWh en 2012 y frente a los 0,088 Eur/kWh en 2008.

En cuanto a los indicadores de mercado del gas natural, hemos visto que el número de las empresas comercializadoras principales (las que cubren al menos el 5% del consumo nacional) efectivamente aumentó en el conjunto de la UE (a pesar de que en algunos casos concretos se registró una bajada), y el número de éstas pasó de 81 empresas en 2003 a 92 empresas en 2016 para toda la UE. Pero lo cierto es que en algunos Estados miembros el número de los comercializadores de gas principales sigue siendo bastante reducido, y por el contrario su cuota de mercado cumulativa es bastante alta (el caso más grave - Malta y Chipre aparte - es el de Letonia, donde una única empresa acapara el 100% del mercado de la comercialización del gas natural). Entonces en este punto, a pesar de la mejora del panorama en el conjunto de la UE, sigue habiendo lugar para mejoras en varios Estados miembros. (Pero por otra parte vemos que el número total de todos los comercializadores de gas, incluidas las pequeñas empresas que cubren menos del 5% del consumo, alcanza en la mayoría de los países europeos unas cifras muy altas, siendo la evolución realmente positiva.)

Y analizando los precios de gas natural, vemos en primer lugar que para los usuarios domésticos, igual que en el caso de la electricidad, aparecen diferencias muy pronunciadas entre unos Estados miembros frente a otros (los hogares en Suecia pagan casi cuatro veces más que los hogares en Rumanía), y también la aplicación de impuestos es muy distinta a lo largo de la UE. En cuanto a la evolución de precios para consumidores domésticos, vemos una tendencia paralela a lo observado en el caso de la electricidad - si bien se registra una bajada en los últimos tramos de la medición, el precio final (17,26 Eur/GJ en 2016) sigue siendo bastante superior al precio inicial (14,86 Eur/GJ en 2008). Por lo que de momento la hipótesis de bajada de precios para los consumidores domésticos no se puede confirmar. (Habría que ver si la evolución de precios sigue siendo a la baja también en los próximos años.) Pero lo cierto es que la evolución de precios del gas para los consumidores industriales sí que confirma la hipótesis de partida, ya que las industrias, de modo paralelo al caso de la electricidad, ahora pagan en promedio 1,25 Euros por cada GJ menos que antes de la introducción de las medidas liberalizadoras en el mercado interior del gas natural (7,67 Eur/GJ en 2016 frente a los 8,92 Eur/GJ en 2008).



#### **7.4) Investigaciones sectoriales sobre la competencia en los mercados de gas y electricidad:**

Para completar la visión del mercado eléctrico y gasista en la Unión Europea, y sobre todo de la situación de la competencia en estos dos mercados, vamos a cerrar el Capítulo con la revisión de dos investigaciones sectoriales llevadas a cabo por la Comisión - la primera acometida en los sectores del gas y de la electricidad (Comunicación de la Comisión COM (2006) 851 final - Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad), y la segunda en el sector de la electricidad, concretamente en los mecanismos de capacidad (Informe de la Comisión COM (2016) 752 final - Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad).

Se trata de dos investigaciones sectoriales que emprendió la Comisión para ver si realmente existe competencia efectiva en dichos mercados, y hasta qué punto se introducen y se observan las disposiciones comunitarias adoptadas con el fin de la liberalización y la apertura de estos mercados. En otras palabras, estas dos investigaciones sectoriales se han llevado a cabo con el objetivo de comprobar, si las Directivas y los Reglamentos de liberalización existentes realmente se transponen de forma completa y efectiva. Y también para señalar las deficiencias y los puntos débiles, donde todavía persisten trabas a la competencia efectiva y donde es necesario seguir insistiendo.

La primera, la investigación sectorial en los mercados del gas y la electricidad, fue llevada a cabo en 2006, es decir, antes de la promulgación del tercer paquete de medidas liberalizadoras relativas a la electricidad y al gas natural. Entonces las deficiencias que encontró la Comisión tuvieron una gran importancia a la hora de diseñar el tercer paquete de medidas, de modo que precisamente las conclusiones del Informe final sobre la Investigación sectorial y los remedios propuestos para subsanar los fallos, se tuvieron muy en cuenta. Ahora, después de la adopción de la tercera etapa de Directivas y Reglamentos, la situación es (o debería ser) diferente. Pero igualmente es de interés ver, qué obstáculos a la competencia efectiva señaló la Comisión en aquel momento. La segunda investigación sectorial tiene el ámbito de actuación definido de manera más concreta - el mercado de la electricidad, y en éste, los mecanismos de capacidad. Esta investigación es, a diferencia de la primera, muy reciente, ya que data de finales de 2016.

Con esta reseña también quedará subrayado el papel de la Comisión como guardián de la observancia de las disposiciones adoptadas, y de la efectiva aplicación de las reglas de la libre competencia en los mercados de la UE.

#### **7.4.1) Comunicación de la Comisión COM (2006) 851 final:**

Las denuncias recibidas en relación con los obstáculos de acceso al mercado que tienen los competidores y con las dificultades para elegir el suministrador que tienen los consumidores, han llevado a la Comisión a abrir, en junio de 2005, una investigación sobre el funcionamiento de los mercados del gas y de la electricidad en la UE. La investigación tuvo por objetivo evaluar las condiciones de competencia en los mercados y señalar las deficiencias, así como las causas del incorrecto funcionamiento del mercado. Los resultados de la investigación se publicaron en el Informe final (**Comunicación de la Comisión COM (2006) 851 final - Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad**), el cual se presentó junto con la Comunicación de la Comisión sobre las Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad (Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo COM (2006) 841 final - “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad”), ambos del 10 de enero de 2007.

Antes de ver el contenido del Informe final, habrá que acudir al Artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003, relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado (ahora los Artículos 101 y 102 del TFUE), para ver a qué conformidad se hace referencia. El Artículo 17 pertenece al Capítulo V - Poderes de Investigación, y se dedica a las *Investigaciones por sectores económicos y por tipos de acuerdo*. En dicho artículo se dispone que:

*“Cuando la evolución de los intercambios entre Estados miembros, la rigidez de los precios u otras circunstancias hagan presumir que pueda limitarse o falsearse la competencia dentro del mercado común, la Comisión podrá proceder a una investigación general en un sector determinado de la economía (...) La Comisión podrá publicar un informe acerca de los resultados de su investigación (...)”<sup>232</sup>*

Por lo tanto, el Artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 otorga a la Comisión la capacidad de emprender dicha investigación sectorial, ya que se dan las condiciones para ello, presumiendo, efectivamente, que la competencia en el sector eléctrico y de gas natural pueda quedar limitada o falseada.

---

<sup>232</sup> REGLAMENTO (CE) nº 1/2003 DEL CONSEJO, de 16 de diciembre de 2002, relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado; Diario Oficial de las Comunidades Europeas; L 1/1 ES; 4.1.2003. - Artículo 17.

Entonces, el propio Informe final en primer lugar pone énfasis en la importancia de las medidas ya acometidas (dentro del primer y segundo paquete) y resalta sus efectos beneficiosos:

*“Unos mercados de la energía que funcionen correctamente y garanticen el suministro seguro de energía a unos precios competitivos son clave para el crecimiento y el bienestar de los consumidores de la Unión Europea. Para lograr este objetivo la UE decidió abrir a la competencia los mercados del gas y de la electricidad de Europa y crear un mercado único europeo de la energía. El proceso de apertura del mercado ha modificado considerablemente el funcionamiento de los mercados, ha ofrecido nuevas oportunidades de mercado y ha dado lugar a la introducción de nuevos productos y servicios.”<sup>233</sup>*

Por un lado, se destaca en la introducción del Informe final, que se han hecho progresos importantes en la apertura del mercado energético, pero en seguida se aclara que todavía no se han alcanzado plenamente los objetivos definidos. La Comisión declaró, que a pesar de la liberalización del mercado interior de la energía, seguían subsistiendo obstáculos a la libre competencia (claro está, siempre en el contexto temporal del año de la publicación del Informe final). La Comisión advierte que en el mercado de la electricidad y del gas natural todavía había distorsiones de competencia que impedían a las empresas y a los consumidores aprovechar plenamente las ventajas de la liberalización. Veamos ahora qué obstáculos y deficiencias la Comisión encontró.

La investigación del sector de la energía se centró en la identificación de las áreas donde la competencia todavía no funcionaba bien y en los ámbitos en los que había que intervenir para que la liberalización realmente sea efectiva. Como resulta del Informe sobre la investigación, los aspectos fundamentales se pueden agrupar en los siguientes puntos:

- Concentración de mercado/poder de mercado: Al nivel mayorista, los mercados del gas y la electricidad seguían siendo de alcance nacional y se mantenía en ellos, por lo general, un alto nivel de concentración. Esto ofrecía un margen para las empresas de ejercer el poder de mercado.
- Exclusión vertical del mercado: El nivel de desagregación de la red y del suministro (el nivel de la separación vertical) no era todavía el deseado, lo cual tenía repercusiones

---

<sup>233</sup> Comunicación de la Comisión, de 10 de enero de 2007, “Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)” [COM (2006) 851 - no publicada en el Diario Oficial]. {SEC (2006) 1724}. COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS; Bruselas, 10.1.2007.

negativas en el funcionamiento del mercado y en los incentivos para invertir en las redes. También los nuevos participantes carecían a menudo del acceso efectivo a las redes (ATR). Esto constituía un obstáculo importante para la nueva entrada y también una amenaza para la seguridad del suministro.

- Falta de integración del mercado (incluida la falta de supervisión normativa de los aspectos transfronterizos): El comercio transfronterizo no imponía ninguna presión competitiva significativa en el momento. Los operadores tradicionales casi nunca se introducían en otros mercados nacionales como competidores. La insuficiencia o indisponibilidad de capacidad transfronteriza y los diversos modelos de mercado obstaculizaban la integración del mercado al nivel de la UE.
- Falta de transparencia: Se destacaba una acusada falta de información fiable y oportuna sobre los mercados, lo cual hacía difícil garantizar unas condiciones de competencia equitativas, ya que existía un desequilibrio informativo entre los operadores tradicionales integrados verticalmente y sus competidores.
- Formación de precios: Se subrayaba la necesidad de que la formación de precios fuera más eficaz y transparente para que los consumidores se beneficiasen plenamente de la apertura del mercado. Además, en varios Estados miembros, las tarifas reguladas estaban generando efectos nocivos para el desarrollo de unos mercados competitivos.
- Y finalmente se mencionaban los mercados en el sentido descendente (la limitación de la competencia en los mercados minoristas mediante el uso generalizado de contratos de larga duración por parte de las empresas tradicionales), los mercados de equilibrio (el pequeño tamaño de las zonas de equilibrio que favorecían a los operadores tradicionales), y el papel del gas natural licuado (la competencia en los suministros de GNL estaba muy poco desarrollada).

Para resolver los problemas identificados y para asegurar el funcionamiento correcto del mercado, la Comisión llegó a la conclusión de que era esencial aplicar soluciones tanto en términos de competencia, como de regulación. En cuanto a la aplicación de la normativa de competencia, se destacaba la necesidad de la plena utilización de los poderes de la Comisión relativos a las concentraciones y abuso de posición dominante (Artículos 81 y 82 del TCE), así como del Reglamento nº 139/2004, y del control de las ayudas estatales (Artículos 87 y 88 del TCE). Y en cuanto a la regulación, las medidas adoptadas para subsanar las deficiencias identificadas, se han desarrollado dentro del tercer paquete de Directivas y Reglamentos comunitarios relativos a la liberalización de los mercados del gas natural y de la electricidad, los cuales, a su vez, ya han sido objeto del análisis del Capítulo 6 de la presente Tesis.

### **7.4.2) Informe de la Comisión COM (2016) 752 final:**

La segunda de las dos investigaciones sectoriales tuvo por objeto inspeccionar el funcionamiento y la correcta aplicación de la normativa de competencia en el sector eléctrico, concretamente en los mecanismos de capacidad<sup>234</sup>. La Comisión percibió señales de que la competencia posiblemente pueda estar distorsionada, debido al mal funcionamiento o mal diseño de los mecanismos de capacidad, y por lo tanto, debido a una intervención estatal por parte de los Estados miembros, en forma de subvenciones o ayudas indebidas. Por esta razón la Comisión, concretamente la DG de Competencia, inició en abril de 2015 una investigación sectorial en materia de las ayudas estatales sobre los mecanismos nacionales de capacidad. El objetivo de esta investigación sectorial ha sido el de detectar los fallos y proponer remedios, para que el diseño del sistema de los mecanismos de capacidad garantizara la seguridad del suministro, pero que al mismo tiempo se minimizaran las distorsiones de la competencia que éste puede implicar. Los hallazgos y las propuestas de la Comisión se resumen en el Informe final publicado en noviembre de 2016 - el **Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad COM (2016) 752 final**.

En la introducción del Informe final se resume la problemática de los mecanismos de capacidad y sus implicaciones en la competencia efectiva en el mercado interior de la electricidad de la siguiente manera:

*“El apoyo público a los proveedores de capacidad corre el riesgo de crear distorsiones de la competencia en el mercado de la electricidad y, en principio, constituye ayuda estatal. Los mecanismos de capacidad ofrecen a menudo subvenciones destinadas únicamente a los proveedores de capacidad nacionales, sin tener en cuenta el valor de las importaciones y*

---

<sup>234</sup> A saber, los mecanismos de capacidad son una herramienta útil a la hora de la planificación del equilibrio entre la oferta y la demanda en el sistema eléctrico. Las instalaciones de generación afectadas ofrecen el servicio de capacidad de potencia, para hacer frente a las situaciones de una demanda más alta de lo esperado, o de una oferta reducida (por ejemplo cuando no haya viento). Las instalaciones incluidas en el servicio de capacidad de potencia deben estar preparadas para cubrir esta escasez y evitar desequilibrios. Por este servicio reciben los llamados pagos por capacidad, que son pagos regulados destinados para financiar las instalaciones de generación que ofrecen la disponibilidad de la suficiente capacidad de potencia adicional, las cuales están preparadas a ceder energía eléctrica al sistema en el momento que haga falta. Pero también los Estados acometen inversiones en una capacidad nueva para cubrir la posible brecha entre la oferta y la demanda y asegurar la prevención de los posibles “black-outs”. Se trata, por lo tanto, de un mecanismo muy útil para garantizar la seguridad del suministro frente a interrupciones.

Sin embargo, los mecanismos de capacidad tienen repercusiones en la competencia en el mercado interior de la electricidad. Muchos de estos mecanismos implican ayudas estatales, por lo que deberían estar sujetos a las normas de la UE sobre ayudas estatales. Y es que el abuso, o un mal diseño, de los mecanismos de capacidad puede, de esta manera, llegar a falsear la competencia en el mercado interior de la UE.

*distorsionando las señales de inversión.*<sup>235</sup> Esto implica la pérdida de algunos de los beneficios de un mercado interior de la energía abierto y bien conectado, y sobre todo esto implica el aumento de los costes para los consumidores. La utilización indebida de los mecanismos de capacidad también puede favorecer en ocasiones a determinadas tecnologías o empresas, sin justificación objetiva. Lo cual puede impedir a los nuevos operadores competitivos desarrollar plenamente sus actividades en el mercado de la electricidad. La consecuencia última de la mala utilización de esta herramienta, la cual pretende garantizar la seguridad del suministro, es la subida el precio de la electricidad. Esto, en definitiva, distorsiona la competencia.

La Comisión destaca que, si bien muchos de los Estados miembros están preocupados por una posible falta de capacidad de generación y que no se llegue a cubrir la demanda de la electricidad, *“por lo general existe sobrecapacidad en los mercados eléctricos europeos y los apagones son extremadamente inusuales*<sup>236</sup>”.<sup>237</sup> Por lo tanto, los Estados miembros deberían evaluar correctamente la necesidad de un mecanismo de capacidad antes de recurrir a él, lo cual en muchos casos no ha ocurrido. La Comisión ha identificado un total de 35 mecanismos de capacidad previos, actuales o previstos en once Estados miembros respecto de los que se ha llevado a cabo la investigación sectorial (concretamente Alemania, Bélgica, Croacia, Dinamarca, España, Francia, Irlanda, Italia, Polonia, Portugal y Suecia).

La investigación sectorial puso de manifiesto que el diseño de una buena parte de los mecanismos de capacidad podría mejorarse considerablemente. En primer lugar, lo que se echa en falta es la adecuación de los mecanismos de capacidad - es decir, los Estados miembros deberían identificar claramente los problemas de seguridad de suministro que tienen y diseñar, en consecuencia, los mecanismos de capacidad de manera adecuada a los problemas señalados. (O directamente reformar sus mercados eléctricos.) Aparte, una gran parte de los problemas de suministro se podría solucionar simplemente a través de las mejoras en las conexiones de red, para incluir en el sistema de manera eficaz las zonas donde podrían surgir problemas de suministro. Una cuestión muy importante es el uso de las conexiones transfronterizas - se ha puesto de manifiesto que las importaciones de electricidad de otro Estado miembro en

---

<sup>235</sup> INFORME DE LA COMISIÓN COM (2016) 752 final - Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 30.11.2016. {SWD (2016) 385 final}.

<sup>236</sup> Comisión Europea - Comunicado de prensa; *Ayudas de Estado: El informe de la investigación sectorial ofrece orientaciones sobre los mecanismos de capacidad*. IP/16/4021. Bruselas, 30 de noviembre de 2016.

<sup>237</sup> ENTSO-E ha estimado que el margen entre la cantidad de electricidad necesaria en horas punta y la electricidad que puede producirse con la capacidad de generación disponible es del 13 % para el conjunto de la UE. “ENTSO-E: 2015 Scenario Outlook & Adequacy Forecast”, disponible en: [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630\\_SOAF\\_2015\\_publication\\_wcover.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf).



momentos de escasez, no se tienen muy en cuenta a la hora del diseño de los mecanismos de capacidad. Y sin embargo las importaciones de electricidad podrían resolver en gran parte los problemas de la seguridad de suministro, ya que, como insiste el Informe, *“la UE en su conjunto se encuentra en una situación de exceso de capacidad”<sup>238</sup>*. Pero también, cuando surgen problemas de adecuación puntuales, se debería recurrir más a los llamados “sistemas de interrumpibilidad” (pagos a los consumidores de electricidad a cambio de una reducción de su demanda de energía en momentos puntuales de escasez - pagos objetivos que únicamente remuneran a los usuarios cuando esta situación realmente ocurre).

En segundo lugar, si se opta por los servicios de capacidad, el precio que se pague por éste, debe determinarse a través de mecanismos competitivos. Sin embargo, muchas veces los precios están fijados en procedimientos administrativos, los cuales no son los adecuados, como ha confirmado la investigación. Los mecanismos competitivos de creación de precios, así como los criterios de elegibilidad abiertos (también de modo transfronterizo) y que permitan la participación de todos los proveedores de capacidad potenciales, garantizan que el precio de los pagos por capacidad sea el más bajo posible. Esto es importante para que los precios de la electricidad para los consumidores no se vean afectados al alza.

La Comisaria de la Competencia Margrethe Vestager, en su declaración para el Comunicado de prensa sobre la publicación del Informe final de la investigación sectorial, ha resumido que: *“Los mecanismos de capacidad tienen que ajustarse al problema que exista en el mercado y estar abiertos a todas las tecnologías y a operadores de otros países de la UE. No han de constituirse en subvenciones encubiertas para una tecnología en concreto, como los combustibles fósiles, o tener un precio excesivo para los consumidores de electricidad. (...)”<sup>239</sup>*

Para concluir, con esta investigación sectorial acometida recientemente en el sector de la electricidad, la Comisión, a través de la DG COMP, ha demostrado de nuevo cumplir con su papel de guardián de la observancia de las normas comunitarias, sobre todo en lo que se refiere a la competencia. Y es que una inadecuada introducción de las ayudas estatales en los mecanismos de capacidad en algunos Estados miembros, no ha pasado desapercibida por este órgano tan importante para el funcionamiento competitivo del mercado interior europeo.

---

<sup>238</sup> INFORME DE LA COMISIÓN COM (2016) 752 final - Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 30.11.2016. {SWD (2016) 385 final}.

<sup>239</sup> Comisión Europea - Comunicado de prensa; *Ayudas de Estado: El informe de la investigación sectorial ofrece orientaciones sobre los mecanismos de capacidad*. IP/16/4021. Bruselas, 30 de noviembre de 2016.



## **PARTE IV:**

### **Retos y marco de futuro**

## **Capítulo 8: A modo de conclusión**

En este último Capítulo de la Tesis, titulado Retos y marco de futuro, nos dedicaremos a hacer un recorrido por las actuaciones recientes promovidas desde las instituciones europeas, las cuales tienen por objetivo adaptar la UE al marco de futuro y a los retos inminentes. Se trata de una serie de iniciativas, tanto de alcance general (las cuales tienen el ámbito de actuación mucho más amplio y abarcan al campo económico y social - pero también energético), como las específicamente energéticas.

Para ver la contribución de la UE a la búsqueda de soluciones a dichos retos, estudiaremos primero la Estrategia Europa 2020 y el Proyecto Europa 2030, los cuales pretenden analizar e identificar los principales problemas y desafíos a los que estamos haciendo frente y a los que es necesario buscar respuestas si queremos seguir disfrutando de los actuales niveles de vida en el futuro. Y veremos las actuaciones y medidas que estas dos iniciativas proponen, especialmente en el ámbito energético.

Y a continuación estudiaremos la Estrategia Energía 2020, el Marco estratégico en materia de clima y energía 2020-2030 y la Hoja de Ruta de la Energía para 2050. Se trata de tres documentos cruciales, los cuales pretenden hacer semejante tarea de identificación de puntos débiles y de búsqueda y propuesta de soluciones de cara al futuro, pero esta vez específicamente en el campo energético. En estos documentos se plantean los retos y se establecen las metas a conseguir para el año 2020, 2030 y 2050, respectivamente.

Vistas las aportaciones para el marco de futuro de las iniciativas y de los documentos mencionados, será necesario proceder al análisis de las implicaciones reales que éstos suponen. El primer y el más importante resultado visible es la creación de la Unión de la Energía y Clima en 2015, que es una nueva estrategia marco, la cual tiene por objeto unir todas las actuaciones en materia de la energía y del clima bajo un paraguas común cohesivo. La Unión de la Energía y Clima, con el objetivo de hacer la energía más segura, asequible y sostenible ahora y en el futuro, se ha convertido asimismo en una de las diez prioridades de la Comisión Europea.

Los progresos y los avances conseguidos en materia de la energía y del clima en los últimos años, así como los resultados concretos y el acercamiento hacia las metas establecidas en los documentos mencionados, se analizarán en el apartado 8.3., en el que haremos un balance del camino recorrido hacia el objetivo final de conseguir una economía hipocarbónica y competitiva para mediados del siglo. Para este fin nos serviremos de dos informes emitidos por

la Comisión, los cuales monitorean los pasos hechos para la realización del mercado interior de la energía, así como el actual estado de la Unión de la Energía, dos años después de su creación. Ya de antemano podemos decir que, si bien todavía queda mucho trabajo por hacer, la valoración de los resultados conseguidos, es generalmente muy positiva.

Y finalmente, a modo de conclusión, cerraremos el octavo y último Capítulo (ya el título indica presicamente esta tarea y la llegada al punto final), así como la IV Parte y finalmente toda la Tesis, con un apartado dedicado a las Conclusiones que hemos podido sacar a lo largo de todas estas páginas.

### **8.1) Proyectos para el futuro:**

En el primer epígrafe de este Capítulo analizaremos las actuaciones emprendidas con el objetivo de ofrecer una visión de la UE para el futuro. Es decir, una visión de la UE con una economía competitiva, sostenible y respetuosa con el medioambiente, con bajas emisiones de carbono, eficiente energéticamente, menos dependiente de las importaciones de los combustibles fósiles, segura en cuanto al suministro energético, y comprometida con el bienestar de los consumidores.

Para alcanzar todas estas prioridades, se ha elaborado una serie de documentos y se ha desarrollado una serie de actuaciones, las cuales serán objeto de análisis de este punto: primero se verán dos iniciativas cruciales de impacto y de alcance general - la Estrategia Europa 2020 y el Proyecto Europa 2030, los cuales pretender sacar a Europa de la crisis y encaminar hacia un futuro de crecimiento, empleo y prosperidad. Y segundo, se verán tres iniciativas desarrolladas específicamente en el ámbito de la energía - analizaremos la Estrategia Energía 2020, el Marco estratégico en materia de clima y energía 2020-2030, y la Hoja de Ruta de la Energía para 2050, los cuales establecen unos objetivos energéticos y medioambientales ambiciosos, pero necesarios de alcanzar, si queremos vivir en un futuro optimista.

### **8.1.1) Estrategia Europa 2020:**

La comúnmente denominada **Estrategia Europa 2020** es una iniciativa europea emblemática, cuya finalidad es la de establecer una estrategia de crecimiento de la UE para la próxima década. Pero primero hace falta ubicar a esta iniciativa en el contexto, que es marzo de 2010, cuando fue publicado el documento que veremos a continuación - es decir, pleno impacto de la crisis económica y financiera. Entonces, debido precisamente a la crisis económica y financiera que el mundo, y también Europa, estaban afrontando desde el año 2008, la Unión Europea decidió emprender una serie de actuaciones para la recuperación y para la prevención de posibles crisis futuras. Europa 2020, entonces, es la estrategia de crecimiento, cuya finalidad es superar la crisis, pero también subsanar los defectos del modelo económico y productivo europeo, y crear las condiciones propicias para una economía más competitiva que genere más empleo.

La necesidad de poner en marcha medidas estructurales se puso de evidencia, sobre todo teniendo en cuenta el fuerte impacto con el que la crisis estaba azotando la economía europea: el PIB cayó un 4 % en 2009, la producción industrial retrocedió a niveles de los años noventa, 23 millones de personas estaban en paro (el 10 % de la población activa), el déficit medio de los Estados miembros ascendió al 7 % del PIB y los niveles de deuda llegaron a ser superiores al 80 % del PIB en muchos de los Estados miembros<sup>240</sup> (la Comisión se refería a los últimos datos conocidos a la altura de marzo de 2010).

La crisis y sus fuertes impactos han demostrado que la economía europea sufría algunas carencias fundamentales, que el sistema financiero tenía una configuración deficitaria, y que las finanzas públicas no estaban saneadas en muchos países europeos. La última consecuencia de estos hechos ha sido la reducción del crecimiento y del empleo, la difícil situación de las PYMES y el malestar generalizado de los ciudadanos europeos. Además, había que tener en cuenta otros factores, como el hecho de que la tasa de crecimiento y la productividad en la UE ya eran desde hace algún tiempo inferiores a las de sus principales socios, y que el nivel de empleo también alcanzaba tasas inferiores. Pero tampoco había que olvidar otros factores sistémicos, como el hecho de que la población europea envejece a un ritmo bastante rápido, que la UE depende en una gran medida de las importaciones de combustibles fósiles, o que el cambio climático amenaza a la UE igual que al resto del mundo. Entonces por todos estos factores resultaba que la UE difícilmente podría en el futuro competir con las economías emergentes si no cambiaba su

---

<sup>240</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN COM (2010) 2020 - EUROPA 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 3.3.2010.



modelo productivo. La lista de los factores que jugaban en desventaja para la UE era bastante larga, y resultaba imprescindible que la UE actuara para evitar su declive. Para conseguir evitar estos escenarios de declive y realzar plenamente el potencial de la Unión Europea, la necesidad de una profunda reestructuración y de la búsqueda de una solución global se puso de evidencia.

Por todas estas razones la Comisión Europea propuso un proyecto ambicioso que incluía una serie de actuaciones que implicaban una nueva estrategia política para la recuperación, para el fomento de empleo, para la dinamización de la economía, para la cohesión social, así como para hacer frente a los retos del futuro, como el cambio climático, el envejecimiento de la población, la inversión en I+D+i, etc. Dicho proyecto se resumió en la **Comunicación de la Comisión COM (2010) 2020 - “Europa 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador”**- la comúnmente denominada **Estrategia Europa 2020**.

Esta Estrategia fue diseñada para salir de la crisis y también para convertir a Europa en una economía próspera y de crecimiento en el futuro. Este segundo objetivo queda subrayado en la página web de la Comisión, dedicada a Europa 2020:

*“En un mundo en transformación, queremos que la UE posea una economía inteligente, sostenible e integradora. Estas tres prioridades, que se refuerzan mutuamente, contribuirán a que la UE y sus Estados miembros generen altos niveles de empleo, productividad y cohesión social.”<sup>241</sup>*

Por lo tanto, la Estrategia Europa 2020 estableció una serie de metas y propuso una serie de actuaciones para su consecución, con el objetivo final de superar la crisis económica y ser uno de los principales actores en el escenario mundial del siglo XXI. Toda la actuación propuesta se basa en tres pilares, los cuales son, como el propio nombre del documento indica: el crecimiento inteligente (economía basada en el conocimiento y la innovación - a través de inversiones más eficaces en educación y en I+D+i), el crecimiento sostenible (economía eficiente, competitiva y respetuosa con el medio ambiente - gracias al impulso decidido a una economía baja en carbono) y el crecimiento integrador (economía de pleno empleo y cohesionada social y territorialmente - poniendo el acento en la creación de empleo y la reducción de la pobreza).

Para conseguir las metas generales para el año 2020, la Comisión propuso una serie de objetivos específicos, abarcando varios temas concretos, entre los cuales destacan el aumento de la tasa de empleo, el aumento del porcentaje del PIB invertido en I+D+i, la reducción de la

---

<sup>241</sup> Página web de la Comisión dedicada a Europa 2020. (Consultada el 16.9.2016.)  
[http://ec.europa.eu/europe2020/index\\_es.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/index_es.htm).

tasa de abandono escolar, la reducción del número de personas que viven en condiciones de pobreza, y también la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el aumento de la participación de las RES, que es la cuestión referente a la energía. Concretamente se propusieron estos cinco objetivos interrelacionados, indicando también los objetivos cuantificables a conseguir para el año 2020:

- El 75 % de la población entre 20 y 64 años debería tener empleo.
- El 3 % del PIB de la UE debería invertirse en I+D+i.
- Debería alcanzarse el objetivo “20-20-20” en materia medioambiental y de energía (incluido un incremento al 30 % de la reducción de emisiones de carbono si se dan las condiciones para ello).
- El porcentaje de abandono escolar debería ser inferior al 10 %. Y al menos el 40 % de la generación joven debería tener estudios superiores completos.
- El riesgo de pobreza debería amenazar a 20 millones de ciudadanos europeos menos, es decir el número de las personas que viven por debajo de los umbrales de pobreza debería reducirse en un 25%.

En concreto, hablando de los objetivos en el campo energético y medioambiental, se trata de los llamados objetivos “20-20-20”, que ya hemos visto en el Capítulo dedicado a las energías renovables. Para recordar, se trata de que para el año 2020 la UE reduzca en un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990 (y si el resto de los países se compromete también, el porcentaje podría aumentar hasta un 30%), que la UE aumente hasta un 20% la proporción de energía obtenida a partir de fuentes de energía renovables (RES), y que la UE reduzca en un 20% el consumo de la energía (o, visto de otro modo, que aumente el ahorro energético en un 20%, o que aumente en un 20% la eficiencia energética, o la combinación de los dos factores).

Para alcanzar los objetivos señalados, la Comisión propuso la puesta en marcha inmediata de toda una serie de iniciativas emblemáticas específicas, con vistas a conseguir las metas cuantificadas para el año 2020:

- ***“Unión por la innovación”:***

Esta iniciativa debería ayudar a conseguir el objetivo del aumento de la inversión en la investigación, en el desarrollo y en la innovación. Solamente si se potencia a la I+D+i, se puede conseguir que Europa sea una economía dinámica y competitiva y que cree empleo. Por parte de los Estados miembros se debería facilitar el acceso a la financiación

para estas finalidades. (Actualmente las iniciativas desarrolladas con este objetivo específico se engloban dentro del marco del Horizonte 2020, visto en el Capítulo 5.)

- ***“Juventud en movimiento”:***

Por su parte, esta iniciativa está dedicada a las generaciones jóvenes y está relacionada con el objetivo de reducir el abandono escolar y aumentar el número de los jóvenes con estudios superiores completados. Y asimismo uno de los objetivos específicos es facilitar a los jóvenes el acceso al empleo, ya que el desempleo juvenil es uno de los impactos sociales más denunciados de la crisis. (Las actividades desarrolladas en este campo se están llevando a cabo en los distintos Estados miembros bajo el marco de la iniciativa *“Youth on the Move”*. Entre éstas pertenecen por ejemplo los programas Erasmus+, Leonardo da Vinci o Grundtvig, la red de empleo EURES, o la iniciativa Garantía Juvenil y Empleo Juvenil, etc.)

- ***“Una agenda digital para Europa”:***

Se trata de una iniciativa destinada a aumentar la cobertura de internet de alta velocidad, así como a desarrollar plenamente el potencial de las redes para las pequeñas y medianas empresas, con lo cual se pretende aumentar la competitividad. (Actualmente se están llevando a cabo iniciativas en el marco del Mercado Único Digital - *“Digital Single Market”*. La estrategia del Digital Single Market - adoptada el 6 de mayo de 2015 - pretende abrir las oportunidades digitales a las personas y las empresas y mejorar la posición de Europa como líder mundial en la economía digital. Es una de las principales prioridades de la Comisión, la cual a través de la DG CONNECT contribuye a la aplicación de la estrategia y a la consecución de los avances deseados en materia de la política digital en Europa.)

- ***“Una Europa que utilice eficazmente los recursos”:***

Esta es la iniciativa que más nos interesa desde el punto de vista energético. Es la iniciativa, que directamente tiene a la energía como ámbito de actuación, y está ligada íntimamente también con los objetivos medioambientales. Lo que se pretende es desvincular el crecimiento económico del crecimiento de consumo energético y de las cada vez mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. Los objetivos que se quieren alcanzar, por lo tanto, son los llamados objetivos “20-20-20”, mencionados anteriormente, y que forman parte de los objetivos principales cuantificables de la Estrategia Europa 2020. Es decir, esta iniciativa quiere promover el aumento de eficiencia energética o la reducción de

consumo de energía, asegurar la reducción de las emisiones de CO2 y demás gases de efecto invernadero, y fomentar la implantación de energía procedente de las RES. Aparte de alcanzar los objetivos “20-20-20”, se destaca que también se tiene que proseguir en los esfuerzos en el ámbito de la plena integración del mercado energético europeo, o en la creación de una red energética interconectada (o una “superred europea”) con el fin de aumentar la seguridad energética en Europa. (Actualmente las actuaciones en este campo se desarrollan bajo la iniciativa denominada “Unión de la Energía y Clima” - *“Energy Union and Climate”*, que es una estrategia marco y también una de las prioridades principales de la UE, aprobada a principios de 2015. De ésta nos ocuparemos en el siguiente epígrafe.)

- ***“Una política industrial para la era de la globalización”:***

Se trata de una iniciativa destinada sobre todo a potenciar una industria competitiva a nivel mundial y adaptada a las condiciones del mercado globalizado. Pero tampoco se olvidan las PYMEs, las cuales más se han visto afectadas por la crisis, y en consecuencia se pretende aumentar la competitividad de éstas mediante la implementación de unas políticas que mejoren el ambiente empresarial, o mediante un acceso más abordable a la financiación. (Estas actuaciones se pusieron en marcha efectivamente tras la adopción de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2010) 614 final, de 28 de octubre de 2010, titulada *“Una política industrial integrada para la era de la globalización: poner la competitividad y la sostenibilidad en el punto de mira”*).

- ***“Agenda de nuevas cualificaciones y empleos”:***

Es una iniciativa destinada a la población activa y sus principales objetivos son la modernización del mercado laboral (mejor adecuación de la oferta y la demanda, aumento de la movilidad laboral, etc.) y la potenciación de las capacidades de las personas con el fin de aumentar su participación en el mercado laboral y su empleabilidad. Esta iniciativa está ligada con el objetivo de la Estrategia de alcanzar el 75% de tasa de empleo para las personas en edad de trabajar para el año 2020. (Actualmente las actuaciones desarrolladas con este objetivo se inscriben en el marco de la prioridad europea de “Empleo, crecimiento e inversión” - *“Jobs, growth and investment”*.)

- ***“Plataforma europea contra la pobreza”:***

El objetivo de la reducción de la pobreza (o del riesgo de la pobreza) mencionado entre los cinco objetivos prioritarios de la Estrategia, y cuantificado en unos 20 millones de personas menos que sufren estas condiciones en 2020, es lo que se pretende conseguir con esta última iniciativa. En última instancia, se trata de promover la cohesión económica y social entre los Estados miembros y entre las regiones. Para que todas las personas puedan vivir dignamente y para que todas las personas puedan participar en el bienestar y gozar de los beneficios del desarrollo económico de la UE.

Se destaca que estas siete iniciativas emblemáticas son lo que permitirá a la UE conseguir los objetivos establecidos y cuantificados para el año 2020. Son iniciativas que deberán ser promovidas por parte de la UE (gracias a los instrumentos del mercado único o mediante las ayudas financieras), y finalmente los Estados miembros las llevarán a cabo conjuntamente con la UE. Por lo tanto, los Estados miembros deberán elaborar sus respectivos Informes Nacionales en los que se reflejen las medidas pertinentes que hayan adoptado para la consecución de dichos objetivos. La Comisión evaluará estos Informes y podrá emitir recomendaciones o advertencias políticas en el caso de que las actuaciones por parte de los Estados miembros sean inadecuadas o insuficientes.

A continuación, se enuncia una serie de propuestas operativas para saldar las deficiencias estructurales del mercado único, para potenciar las posibilidades del presupuesto comunitario, para reforzar la política exterior o para definir una estrategia creíble de salida de la crisis. Estas propuestas operativas forman parte integral de la Estrategia Europa 2020, y están diseñadas para asegurar su plena contribución a la Estrategia. Entre ellas pertenece:

- Un mercado único para el siglo XXI: El objetivo general es el de alcanzar un mercado único más fuerte, profundo, amplio e integrado. Entre los objetivos específicos pertenece, por ejemplo: ejecutar a tiempo y correctamente todas las medidas existentes para la plena consecución del mercado único; promover una “legislación inteligente” y utilizar más la figura del Reglamento que la Directiva; adaptar la legislación a la era digital; facilitar la ejecución de los contratos y promover el reconocimiento de resoluciones judiciales en otros países de la UE; etc.
- Inversión en el crecimiento - política de cohesión, movilización del presupuesto de la UE y de la financiación privada: Se trata de promover la inversión en el crecimiento

mediante el refuerzo en la política de cohesión (solventar la fragmentación de los instrumentos de financiación o diseñar instrumentos de financiación nuevos); mediante la movilización del presupuesto de la UE (adaptar mejor las prioridades presupuestarias a los objetivos de esta Estrategia); y mediante la movilización de la financiación privada (facilitar el acceso directo de las empresas a los mercados de capitales).

- Desplegar los instrumentos de política exterior: La prioridad es de cerrar contratos bilaterales o multilaterales con un mayor potencial económico; profundizar en los diálogos con China, Japón y Rusia y reforzar el Consejo Económico Transatlántico con los Estados Unidos; centrarse en los sectores dinámicos y con futuro (nuevas tecnologías, *high technology*, productos verdes, etc.); establecer diálogos estratégicos en cuanto a materias primas y productos energéticos; etc.
- Reformar el sistema financiero: Lo importante es resaltar la responsabilidad específica del sector financiero en la crisis; fortalecer la gobernanza de instituciones financieras; supervisar más eficientemente el sector financiero; promover la transparencia mediante la creación de nueva normativa relativa a la rendición de cuentas; fortalecer la protección al consumidor; fortalecer la normativa sobre la contabilidad; etc.
- Promover un saneamiento inteligente de las finanzas públicas para un crecimiento a largo plazo: Debería ser prioritario cumplir con las obligaciones del Pacto de Estabilidad y Crecimiento; iniciar el saneamiento presupuestario en 2011 y reducir los déficit a menos del 3 % del PIB para 2013 (por regla general); revisar la composición y calidad del gasto público, dando prioridad a partidas que refuercen el crecimiento, tales como la educación y la formación, la I+D+i y la inversión en redes; revisar el sistema impositivo y fiscal, aumentando los impuestos en donde haga falta y desplazando la presión fiscal desde el trabajo hacia por ejemplo los impuestos medioambientales, pero evitando siempre el aumento de impuestos sobre el trabajo; etc.
- Alcanzar mayor coordinación en el seno de la Unión Económica y Monetaria: El objetivo es conseguir una mayor disciplina fiscal y vigilancia económica en la Eurozona (seguimiento de la evolución de la competitividad y de los desequilibrios macroeconómicos); mayor estabilidad financiera de la Eurozona; mejor representación de la Eurozona en el exterior; etc.



Finalmente se podría concluir que, como señala el documento, el camino emprendido por la Estrategia Europa 2020 será largo y difícil, pero que es imprescindible iniciarlo. En el caso contrario la Unión Europea no sería capaz de mantener su posición actual de actor de peso en el escenario mundial, y experimentaría un inminente declive. Como bien dice el texto, ha llegado el momento de una necesaria transformación:

*“Europa debe proceder a una elección difícil pero estimulante: o nos enfrentamos colectivamente al reto inmediato de la recuperación y a los retos a largo plazo (mundialización, presión sobre los recursos, envejecimiento) a fin de compensar las recientes pérdidas, recuperar competitividad, potenciar la productividad y volver a encarrilar a la UE por la senda de la prosperidad, o continuamos con un ritmo de reformas lento y en gran parte no coordinado, con el riesgo de desembocar en una pérdida permanente de riqueza, una baja tasa de crecimiento, altos niveles de desempleo y desamparo social, y un declive relativo en la escena mundial.”<sup>242</sup>*

(Al final solo cabe añadir una nota: La Unión Europea, consiguientemente, ha establecido un ciclo anual de coordinación de las políticas económicas, y presupuestarias dentro de la UE, denominado el Semestre Europeo. Dicho ciclo de coordinación forma parte del marco de la gobernanza económica de la Unión Europea. El primer Semestre Europeo tuvo lugar en 2011. Desde entonces, la Comisión cada año analiza detenidamente los planes de reformas presupuestarias, macroeconómicas y estructurales de los Estados miembros, incluidos los objetivos de la Estrategia Europa 2020 de la UE para el empleo y el crecimiento a largo plazo.)

---

<sup>242</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN COM (2010) 2020 - EUROPA 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 3.3.2010.

Y para concluir, al final del texto de la Estrategia Europa 2020 se resumen los objetivos principales y las iniciativas emblemáticas esquemáticamente en la siguiente Tabla (nº 55), incluida en el Anexo del documento:

**Tabla 55) Estrategia Europa 2020 - objetivos principales:**

OBJETIVOS PRINCIPALES		
<ul style="list-style-type: none"> <li>– La tasa de empleo de la población de entre 20 y 64 años debería pasar del actual 69 % a, como mínimo, el 75 %.</li> <li>– Alcanzar el objetivo de invertir el 3 % del PIB en I+D, en particular mejorando las condiciones para la inversión en I+D por parte del sector privado y desarrollando un nuevo indicador que haga un seguimiento de la innovación.</li> <li>– Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 % en comparación con los niveles de 1990, incrementar el porcentaje de las energías renovables en nuestro consumo final de energía al 20 % y aumentar un 20 % la eficacia en el uso de la energía.</li> <li>– Reducir el porcentaje de abandono escolar al 10 % desde el actual 15 % e incrementar el porcentaje de personas de entre 30 y 34 años con estudios superiores completos del 31 % a, como mínimo, un 40 %.</li> <li>– Reducir el número de europeos que viven por debajo del umbral nacional de pobreza en un 25 %, liberando de la pobreza a 20 millones de personas.</li> </ul>		
CRECIMIENTO INTELIGENTE	CRECIMIENTO SOSTENIBLE	CRECIMIENTO INTEGRADOR
<b>INNOVACIÓN</b> Iniciativa emblemática de la UE: «Unión por la innovación». Mejorar las condiciones generales y de acceso a la financiación destinada a investigación e innovación con el fin de reforzar la cadena de innovación e impulsar los niveles de inversión en toda la Unión.	<b>CLIMA, ENERGÍA Y MOVILIDAD</b> Iniciativa emblemática de la UE: «Una Europa que aproveche eficazmente los recursos». Ayudar a desligar crecimiento económico y uso de recursos, reduciendo las emisiones de carbono de nuestra economía, incrementando el uso de energías renovables, modernizando nuestro sector del transporte y promoviendo un uso eficaz de la energía.	<b>EMPLEO Y CUALIFICACIONES</b> Iniciativa emblemática de la UE: «Una agenda para nuevas cualificaciones y empleos». Modernizar los mercados laborales facilitando la movilidad de los trabajadores y el desarrollo de cualificaciones a lo largo de la vida, con el fin de incrementar la participación en el empleo y de adecuar mejor la oferta a la demanda.
<b>EDUCACIÓN</b> Iniciativa emblemática de la UE: «Juventud en movimiento». Reforzar los resultados de los sistemas educativos y consolidar el atractivo internacional de la educación superior europea.	<b>COMPETITIVIDAD</b> Iniciativa emblemática de la UE: «Una política industrial para la era de la mundialización». Mejorar el entorno empresarial, especialmente para las PYME, y apoyar el desarrollo de una base industrial fuerte y sostenible que pueda competir mundialmente.	<b>LUCHA CONTRA LA POBREZA</b> Iniciativa emblemática de la UE: «Plataforma europea contra la pobreza». Garantizar la cohesión social y territorial de tal forma que los beneficios del crecimiento y del empleo lleguen a todos y de que las personas afectadas por la pobreza y la exclusión social puedan vivir con dignidad y participar activamente en la sociedad.
<b>SOCIEDAD DIGITAL</b> Iniciativa emblemática de la UE: «Una agenda digital para Europa». Acelerar la implantación de internet de alta velocidad y beneficiarse de un mercado único digital para familias y empresas.		

Fuente: COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN COM (2010) 2020 - EUROPA 2020 Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador. Bruselas, 3.3.2010.

### **8.1.2) Proyecto Europa 2030:**

La Estrategia Europa 2020, que acabamos de ver, no es la única iniciativa que pretende afrontar los desafíos a los que la Unión Europea está haciendo frente. Y es que el Consejo Europeo, en su reunión del 14 de diciembre de 2007 en Bruselas, solicitó la elaboración de otro informe, con el objetivo de analizar la situación en la que se encuentra la Unión Europea, destacar sus problemas y puntos débiles, y subrayar los retos de cara al futuro a los que tendrá que enfrentarse la Unión Europea, pero esta vez en el horizonte de los próximos 20 años. Entonces solamente unos pocos meses después de la elaboración de la Estrategia Europa 2020 se publicó este segundo documento importante, concretamente el 8 de mayo de 2010. Dicho documento se denomina el **Proyecto Europa 2030 – Retos y oportunidades, Informe al Consejo Europeo del Grupo de Reflexión sobre el futuro de la UE en 2030**. El llamado **Proyecto Europa 2030**, también conocido como el “Informe de los sabios”, analiza todos los desafíos y propone una serie de medidas, esta vez aún más ambiciosas que en el documento anterior, ya que se plantean para un horizonte temporal más amplio, es decir para el año 2030.

El texto del documento Proyecto Europa 2030 fue elaborado por un grupo de expertos, formado por doce miembros con experiencia destacada en su área de conocimiento, y presidido por Felipe González. Dichos expertos a su vez consultaron a muchas personas destacadas en el ámbito académico y empresarial, con los cuales abrieron un intenso debate. La finalidad de este debate fue la de definir cuáles son los problemas más importantes a los que tendrá que enfrentarse la UE de aquí a 2030, y asimismo buscar posibles soluciones a dichos problemas.

Como se destaca en el prólogo del Informe, la búsqueda, la identificación y la definición de las principales preocupaciones, problemas y retos fue una tarea bastante fácil. Porque, como destacan los expertos en su Informe, basta con un simple recorrido por la situación en la que la UE está ahora, y las deficiencias saltan a la vista. Además, si se juntan las deficiencias estructurales con el malestar causado por la crisis económica, la visión no es muy positiva. Y es que concurren factores muy preocupantes: en primer lugar, los coyunturales - la crisis económica y el hecho de que varios Estados tuvieron que ser objetos de rescate, el desempleo y a la pérdida de competitividad y del estado del bienestar; pero el resto de los factores es más bien estructural - el envejecimiento demográfico de Europa, la amenaza de cambio climático, la creciente dependencia energética de unas importaciones de energía cada vez más caras e inseguras, etc.

Sin embargo, resulta que, si bien la identificación de los problemas no fue difícil, siendo algunos de ellos muy obvios, sí lo fue la búsqueda conjunta de las posibles soluciones a estos problemas. Y es que llegar entre todos los expertos implicados al consenso acerca de las respuestas más adecuadas a los desafíos planteados, fue una tarea complicada, dada la variedad de puntos de vista y dado el factor de la incertidumbre acerca del futuro. Pero finalmente se consiguió elaborar un Informe consensuado y respaldado por todos los actores.

Para encaminar la salida de la difícil situación, el grupo de los sabios pone hincapié en la actuación conjunta de todos los Estados miembros, de todas las instituciones europeas, de los ciudadanos y de los políticos, de los empresarios y de los trabajadores. Como señalan en el Informe, desgraciadamente nos encontramos en una situación crítica, la cual o superamos conjuntamente, gracias a los esfuerzos de todos, o no la conseguimos superar y el proyecto europeo entrará en declive. Para que la Unión Europea sea capaz de mantener la prosperidad que sus ciudadanos conocían hasta hace poco, para que la UE siga unida y como proyecto común de los países que la integran y para que los avances logrados en el último medio siglo no se desmoronen, hace falta sobre todo trabajar unidos.

Se trata de redefinir y renovar el proyecto común y tomar las medidas necesarias de manera inmediata. Para esto, primero hace falta proseguir y avanzar en las medidas contra la crisis, y segundo, emprender una serie de reformas a medio y largo plazo. Mientras haga falta, se insiste en proseguir con las medidas anticíclicas, pero seguidamente hace falta desarrollar una serie de tareas urgentes de carácter económico - promover una efectiva gobernanza económica para disminuir los choques asimétricos que derivan de la moneda única en la Eurozona, disponer de un instrumento para la estabilidad monetaria, garantizar la convergencia económica, conseguir una mejor coordinación fiscal, corregir las pérdidas de competitividad, reformar las instituciones financieras y los sistemas de vigilancia (su funcionamiento resulta que no ha ayudado a resolver la crisis), promover la competitividad invirtiendo en el capital humano y en I+D+i, evitar las medidas proteccionistas de los Estados miembros y garantizar el buen funcionamiento del mercado único, etc. Todo esto para asegurar que la UE tenga una economía social de mercado, potente y de crecimiento, sostenible y altamente competitiva a nivel mundial. Pero también hace falta desarrollar otras tareas, de carácter más bien político - poner en marcha una política común cohesionada en el interior y efectiva en el exterior, proseguir en la lucha contra el cambio climático, enfrentar el envejecimiento de la población, reformar y modernizar el mercado laboral para adaptarse a los cambios del mercado globalizado, etc.

Y en última instancia hace falta también proseguir en la implantación de la Política Energética Europea, promover el ahorro y la eficiencia, desarrollar más las energías renovables y mantener la vanguardia en la lucha contra el cambio climático, reforzar la capacidad de negociación con los países proveedores de fuentes de energía, o, como se destaca en el Informe, abrir “*un debate serio sobre la necesidad de una energía nuclear segura*”<sup>243</sup>.

A continuación, se propone una serie de medidas específicas, necesarias de emprender para conseguir que Europa salga de la crisis, que recupere su posición como uno de los principales actores del siglo XXI, que vuelva a crecer y que aproveche plenamente su potencial. Las medidas propuestas se pueden resumir en siete áreas de actuación emblemáticas, desarrolladas cada una de ellas en un capítulo separado del Proyecto Europa 2030:

- ***Renovación del modelo social y económico europeo:***

La tarea más importante a realizar es la búsqueda del crecimiento y del empleo. Para que la UE se recupere económicamente de la crisis y para que asegure el bienestar de sus ciudadanos, es imprescindible realzar el potencial europeo para volver a crecer y a crear empleo. El objetivo es que la economía europea sea una "economía social de mercado altamente competitiva", como la define el Tratado de Lisboa, y que sea asimismo una economía fuerte y competitiva en el mundo, caracterizada por una productividad elevada. Para conseguir esto, es necesario proceder a reformas y adaptarse al mercado globalizado mediante la apuesta por las nuevas tecnologías y las tecnologías de información y comunicación (TIC), emprender una reforma del mercado laboral (mediante medidas de flexiguridad, es decir más flexibilidad para las empresas y más seguridad para los trabajadores, promoción de la movilidad laboral, aumento de la tasa de actividad, etc.), garantizar el cumplimiento más estricto de las reglas del mercado único (acatar las normas de la competencia, evitar proteccionismos nacionales y coordinar las políticas fiscales), fomentar la estabilidad y la convergencia económica y social, y por último compaginar todos estos esfuerzos con la protección del medio ambiente (adaptar el modelo de crecimiento al reto medioambiental, para ser una economía sostenible y verde). En otros términos, es necesario restablecer un equilibrio dinámico entre las dimensiones económica, social y medioambiental del desarrollo europeo.

- ***El crecimiento mediante el conocimiento – Capacitar a las personas:***

---

<sup>243</sup> PROYECTO EUROPA 2030 - Retos y oportunidades. Informe al Consejo Europeo del Grupo de Reflexión sobre el futuro de la UE en 2030. Mayo 2010. UNIÓN EUROPEA, 2010 – RS 048/2010. QC-32-10-249-ES-C.

La economía europea, para que tenga una ventaja competitiva en el mercado globalizado, tiene que ser dinámica y basada en el conocimiento, tiene que poner hincapié en la creatividad, la inteligencia y la innovación, como puntos de referencia. Y es que el conocimiento ha de ser la principal ventaja y el principal motor de la economía europea en el futuro. Por lo tanto es imprescindible introducir mejoras en la educación, y sobre todo en la educación superior (aumentar el número de centros de enseñanza superior de excelencia), potenciar las capacidades de las personas y aumentar de esta manera su empleabilidad, invertir más en el Espacio Europeo de Investigación (elevar el gasto en I+D+i del actual 1,8% al 3% del PIB, crear la “Unión por la Innovación” como prevé la Estrategia Europa 2020, unir el sector público y el sector privado en la investigación, fomentar el acceso de las PYMEs a la financiación de proyectos de innovación), establecer un marco reglamentario que potencie la innovación y la creatividad (asegurar los derechos de propiedad intelectual e industrial), etc.

- ***El desafío de la demografía - El envejecimiento, la migración y la integración:***

La población europea está envejeciendo y la fuerza de trabajo europea disminuye como consecuencia - es un hecho reconocido. Para que esta dinámica no genere graves problemas que repercuten en la sostenibilidad del sistema de pensiones, del sistema sanitario o de protección social, es necesario tomar medidas oportunas. De otro modo la presión fiscal sobre la población trabajadora sería excesiva en el futuro y no se podría mantener el actual nivel de vida. Las soluciones a este desafío pasan por el aumento de la productividad, la aceleración del paso hacia una sociedad de conocimiento (cuestión relacionada con el punto anterior), el desarrollo de unas políticas activas de natalidad, pero también es necesario contar con los inmigrantes (sobre todo con los inmigrantes cualificados) - se destaca que sin la inmigración la UE no sería capaz de hacer frente a los problemas relacionados con el envejecimiento de su población y con la disminución de su población activa.

- ***Seguridad interior y exterior:***

El Informe señala que en el siglo XXI vivimos en un escenario internacional globalizado, donde las distancias se acortan y las fronteras se difuminan. En este escenario la desestabilización o un conflicto, incluso en otro continente, pueden afectar también a la seguridad de los ciudadanos europeos. Ya por el año 2010 se habla del problema de los refugiados que pueden estar llegando a Europa en consecuencia de conflictos armados en sus países de origen. Otro factor clave que cambió el panorama después de



septiembre de 2001, es el fenómeno del terrorismo, el cual aumentó el sentimiento de vulnerabilidad de los ciudadanos. Por todas estas razones, se propone que la UE debería reforzar los dispositivos de los que ya dispone y aumentar las competencias de los organismos existentes (Europol, Eurojust, y Frontex - se propone sobre todo el desarrollo de un sistema de gestión de las fronteras exteriores más integrado), crear unos organismos nuevos y también insistir más en el papel de las misiones desarrolladas en el contexto de la Política Común de Seguridad y Defensa. También se habla de la creación de una política de visados unificada, de un servicio consular europeo o, por ejemplo, de la necesidad de saldar las incoherencias en el sistema europeo de asilo. Pero todo esto debería ir acompañado de una adecuada financiación, ya que el gasto que se destina actualmente a las cuestiones de seguridad y defensa es muy deficitario. Y finalmente, la visión que se quiere dar en el futuro a la seguridad en la UE y en el mundo, es la de la “seguridad como bien público transnacional”.

- ***Europa en el mundo - Un actor resuelto:***

En lo referente al papel internacional de la UE, en las conclusiones del comité de los sabios se destaca que ésta tiene que desempeñar un papel mucho más decisivo y activo en el escenario internacional. Pero el problema es que para una defensa más efectiva de los intereses europeos en el exterior es necesario, en primer lugar, que la UE actúe y hable con una sola voz – hecho que de momento no se ha conseguido al 100%, ya que siguen persistiendo intereses nacionales, los cuales son además muchas veces opuestos a los intereses comunitarios. Las diferencias entre las políticas exteriores de los Estados miembros también dificultan el consenso y la adopción de posiciones comunes. Y las reticencias a la cesión de soberanía en materia de la política internacional dificultan un posible progreso en este ámbito. Aunque se resalta que el Tratado de Lisboa supuso una mejora en las posibilidades de avanzar en algunas cuestiones concretas, ya que a partir de entonces se permite la cooperación reforzada en el ámbito de la política exterior, y asimismo se crea el Servicio Europeo de Acción Exterior. Pero se destaca que esto no es suficiente si no se dispone a la vez de unos instrumentos efectivos y de un presupuesto adecuado, ya que la capacidad de respuesta de la UE sigue siendo muy limitada. Pero se concluye que, ante todo, para que haya progreso, hace falta que haya voluntad política.

- ***La Unión y sus ciudadanos:***

El hecho de que la confianza de los ciudadanos en el proyecto europeo y en las instituciones europeas se mantiene en niveles no demasiado altos, es muy preocupante.

El problema es que muchos ciudadanos acusan a la UE de que padece de un déficit democrático. Y es que la UE se ha construido en sus inicios con un “consenso pasivo” de los ciudadanos, pero sin contar con su participación activa. Actualmente el panorama ha cambiado, ya que se les da más voz a los ciudadanos europeos (aumento del papel del Parlamento Europeo como institución electa, celebración de referéndums, creación del instrumento de la iniciativa popular europea, etc.). Pero, por otro lado, cada vez surgen más voces antieuropeas. Por todo lo visto, uno de los objetivos principales de los actores europeos debería ser el de acercar el proyecto europeo a los ciudadanos, explicar mejor el papel de la UE y sus objetivos, escuchar más las preocupaciones de los ciudadanos e incluirles en el proceso legislativo. En definitiva, reforzar el concepto de la “ciudadanía política” y crear un auténtico gobierno multinivel basado en la gobernanza, es una tarea indispensable.

- ***La seguridad energética y el cambio climático - Una nueva revolución industrial:***

*“Empezar por lo más fácil - revolucionar la eficiencia energética”<sup>244</sup>*, es uno de los lemas del capítulo dedicado a la cuestión energética, que es el que más nos interesa a efectos de la presente Tesis. El tema central de dicho capítulo es, por un lado, la necesidad del ahorro - como se destaca en el documento: *“Evidentemente, la forma de energía más barata y más limpia es la energía que no se consume.”<sup>245</sup>* Y también, en segundo lugar, se pone énfasis en el aumento de la eficiencia. Como ámbito de actuación se destacan especialmente el sector industrial, el de transporte y de la construcción, pero también los aparatos electrodomésticos. Como bien dice el Informe: *“Conseguir ahorros de energía en la industria, el transporte y la construcción, así como en los aparatos electrodomésticos, es la forma más eficaz de reducir tanto las emisiones de carbono como la dependencia exterior.”<sup>246</sup>* Pero tampoco se olvida resumir la gravedad de la situación energética - el problema por el lado de la oferta, según el Informe, es la actual estructura energética europea, dependiente de la importación de los combustibles fósiles (en 2010 la UE importaba acerca del 85% de petróleo, 63% de gas y 58% de carbón). El siguiente problema es, como sabemos, el cambio climático. La combinación de estos dos factores podría, en un futuro y según algunos escenarios, conllevar a una desestabilización social, económica y política. Para evitar estos escenarios hay que poner

---

<sup>244</sup> PROYECTO EUROPA 2030 - Retos y oportunidades. Informe al Consejo Europeo del Grupo de Reflexión sobre el futuro de la UE en 2030. Mayo 2010. UNIÓN EUROPEA, 2010 – RS 048/2010. QC-32-10-249-ES-C.

<sup>245</sup> Ibidem - Seguridad Energética y Cambio Climático: Una nueva Revolución Industrial.

<sup>246</sup> Ibidem.

en marcha la mencionada “nueva revolución industrial” consistente en una drástica y urgente mejora de la eficiencia. La eficiencia debe aumentarse al 50% para el año 2030 - como se especifica en el Informe: *“el objetivo principal de eficiencia energética debe elevarse al 50% en 2030, desde el 20% en 2020 convenido en la actualidad<sup>247</sup>”*. La UE también debe buscar fuentes de energía más sostenibles y apartarse del petróleo como fuente principal para reducir su dependencia energética exterior, y debe buscar una combinación energética más viable. Esto supondrá, como prevé el documento, también el recurso a la energía nuclear, o el incremento de la producción autóctona del gas natural. Luego también se mencionan dos proyectos prioritarios concretos - la instalación de centrales de energía solar en el norte de África, y la creación de parques de energía eólica en el mar del Norte. Y por último se respalda la importancia de la consecución del objetivo “20-20-20” para el año 2020, como objetivo intermedio. Aunque, obviamente, para el año 2030 habrá que ir más allá.

Finalmente, el Proyecto Europa 2030 concluye que la consecución de los objetivos mencionados y la efectiva solución a los retos que afronta la UE y que suponen una amenaza real, es de interés común de todos. El Informe termina con unas frases alentadoras:

*“Para que la UE se convierta en un actor digno de tenerse en cuenta en la escena internacional, necesitará unas bases sólidas. Esta misión requiere coraje político y ambición colectiva, un pragmatismo sólido y un sentido claro de los ideales por los que merece la pena luchar. En el interior y en el exterior. Preparemos el terreno para ello. Unidos. Ahora.”<sup>248</sup>*

---

<sup>247</sup> Ibidem.

<sup>248</sup> Ibidem.

### **8.1.3) Energía 2020 - Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura:**

A continuación, en el año 2011, la Comisión elaboró otro documento importante, con el objetivo de señalar los puntos débiles y los retos de cara al futuro, y de adoptar un plan de acción estratégico, el cual contiene medidas urgentes a tomar antes del año 2020. La Estrategia Energía 2020 se elaboró de modo paralelo a la Estrategia Europa 2020 que acabamos de ver, la cual tiene el ámbito de actuación muy amplio y abarca prácticamente a todos los ámbitos (económico, político y social). La diferencia es que Energía 2020 tiene el ámbito de actuación definido de manera más ceñida y se centra monográficamente en el tema de la energía, como su nombre indica. Y es que, visto el panorama energético y las perspectivas para el futuro, la Comisión decidió elaborar una Estrategia que contenga una serie de metas a alcanzar y de medidas a adoptar hasta 2020, también en el ámbito de la energía.

El resultado de esta iniciativa de la Comisión en el ámbito energético es la adopción de la **Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2010) 639 final /3 - Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura**, de enero de 2011. (La primera versión data de noviembre de 2010, pero tuvo que ser objeto de correcciones, por lo que la versión final y corregida es de principios del año 2011.)

La necesidad de emprender actuación con vistas a los próximos diez años, es decir desde el momento de la adopción de esta Comunicación hasta el año 2020, se resalta en la Introducción al documento:

*“La UE no puede permitirse fracasar en sus ambiciones energéticas. Por ello, la Comisión propone una nueva estrategia energética en el horizonte de 2020. Esto consolidará las medidas que se han adoptado hasta este momento y acelerará la actividad en terrenos en que están surgiendo nuevos desafíos.”<sup>249</sup>*

También en el Prefacio del documento, el (entonces) Comisario para la Energía Günther Oettinger dedica sus palabras a la difícil situación energética, a la que es imprescindible buscar respuestas conjuntas de manera inmediata:

---

<sup>249</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2010) 639 final /3 - Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. SEC(2010) 1346. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 14.1.2011.

*“El desafío energético es uno de los mayores desafíos que enfrenta Europa en la actualidad. El aumento de los precios de la energía y la creciente dependencia de las importaciones de energía ponen en peligro nuestra seguridad y nuestra competitividad. Las decisiones clave deben tomarse para reducir drásticamente nuestras emisiones y luchar contra el cambio climático. Además, en la próxima década se necesitarán enormes inversiones de alrededor de 1 billón de Euros para hacer que las instalaciones e infraestructuras europeas sean aptas para el futuro.”<sup>250</sup>*

En resumidas cuentas, la Estrategia Energía 2020 tiene por objetivo último la consecución de las metas mencionadas y cuantificadas en el documento Estrategia Europa 2020 bajo el apartado *“Una Europa que utilice eficazmente los recursos”*, pero ahora la Comisión ha decidido dedicar a la energía más espacio y elaborar un documento separado para desarrollar los puntos clave con más detenimiento. Se trata básicamente de la consecución de los llamados objetivos “20-20-20” - para el año 2020, la UE pretende reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en el 20% (al menos), aumentar la participación de las energías renovables al 20% del consumo (al menos), y lograr un ahorro de energía del 20% (o más). Todos los países de la UE también deben alcanzar el 10% de participación de las energías renovables en el sector del transporte. Pero también se propone, como veremos, toda una serie de medidas urgentes en respuesta a cuestiones problemáticas relativas a la energía.

Como se postula en el sitio web de la Estrategia Energía 2020 de la Comisión Europea: Mediante la consecución de estos objetivos, la UE puede ayudar a combatir el cambio climático y la contaminación atmosférica, reducir su dependencia exterior de los combustibles fósiles y mantener la energía accesible para los consumidores y las empresas<sup>251</sup>.

Para alcanzar los objetivos, la nueva Estrategia Energía 2020 se articula en torno a cinco Prioridades. Cada una de las Prioridades incluye, a su vez, varias Acciones, las cuales proponen actuaciones y medidas concretas conducentes a alcanzar los objetivos energéticos de la UE de aquí a 2020:

---

<sup>250</sup> Illustrated brochure *Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. European Commission, DG for Energy. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2011. Foreword: *“Securing the future - time to Europeanise our energy policy”*. (By Günther H. Oettinger, European Commissioner for Energy, 2011.)

<sup>251</sup> Página web de la Comisión dedicada a la Estrategia Energía 2020. *European Commission > Energy > Topics > Energy Strategy and Energy Union > 2020 Energy Strategy*. (Consultada: 25.4.2017. Last update: 25.4.2017.) <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2020-energy-strategy>

- **Prioridad 1 - *Conseguir una Europa eficiente desde el punto de vista energético:***

Se trata de hacer que Europa sea más eficiente energéticamente acelerando la inversión en edificios, productos y transporte eficientes. Esto incluye medidas tales como la introducción de sistemas de etiquetado energético y de requisitos de diseño ecológico para productos eléctricos intensivos energéticamente, o la renovación de edificios públicos (las autoridades públicas deberían predicar con el ejemplo). Para que esto ocurra, se tienen que llevar a cabo cuatro Acciones concretas:

- Acción 1) Explotar el máximo potencial de ahorro energético - los edificios y los transportes: Debería acelerarse el ritmo de la puesta en marcha de las medidas de ahorro, sobre todo fomentando los incentivos a la inversión. Entre las medidas es destacable el etiquetado energético de los edificios; la aplicación de criterios energéticos (relativos a la eficiencia, las energías renovables y la conexión a redes inteligentes) en todos los contratos públicos de obras, servicios o productos; o el desarrollo de programas financieros de la UE destinados a proyectos de ahorro energético. Pero también es imprescindible mejorar la sostenibilidad del transporte y reducir su dependencia del petróleo (incrementando la eficiencia energética del sistema de transporte, proporcionando ayudas para la movilidad urbana limpia, y promoviendo la gestión inteligente del tráfico).
- Acción 2) Reforzar la competitividad industrial haciendo a la industria más eficiente: Deberían, por ejemplo, ampliarse los requisitos de diseño ecológico para productos y recursos de elevado consumo de energía, o deberían aplicarse sistemas de gestión de energía en la industria y en el sector de servicios (auditorías, planes de ahorro, etc.)
- Acción 3) Incrementar la eficiencia en el suministro energético: Debería exigirse la eficiencia energética en la producción y en la distribución de energía. Debería utilizarse la eficiencia como un criterio de peso para la autorización de nuevas capacidades de generación, debería potenciarse la cogeneración con elevada eficiencia energética y los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, debería exigirse a las empresas de distribución y suministro la instalación de contadores inteligentes, etc.
- Acción 4) Aprovechar al máximo los Planes Nacionales de Acción para la eficiencia energética: Éstos constituyen una herramienta útil para comparar las



medidas y los progresos de cada Estado miembro. Deberían revisarse anualmente para seguir la evolución.

- **Prioridad 2 - Construir un verdadero mercado paneuropeo integrado de la energía:**

El objetivo principal de esta Prioridad es garantizar la libre circulación de la energía en el mercado interior integrado, interconectado y competitivo. Esto se puede conseguir, por un lado, aplicando plenamente la actual legislación de la UE. Pero también, por otro lado, será necesario crear un verdadero mercado paneuropeo de la energía mediante la construcción de las infraestructuras necesarias, como las líneas de transmisión de electricidad, o las tuberías y terminales de GNL. Para este fin deberían proporcionarse esquemas de ayudas financieras a los proyectos de interconexión, para que ningún país de la UE esté aislado del mercado interior. Para conseguir que esta Prioridad se haga realidad, se proponen cuatro Acciones específicas:

- Acción 1) Aplicación exacta y a tiempo de la legislación del mercado interior: La Comisión debería garantizar la ejecución correcta, efectiva y a tiempo de la normativa del mercado interior de la energía existente, así como debería garantizar al mismo tiempo la aplicación de una firme política de competencia. También el ACER debería tener un papel activo mediante una vigilancia efectiva.
- Acción 2) Establecimiento de un plan rector de la infraestructura europea para 2020-2030: Lo importante es identificar las infraestructuras prioritarias que deberían ser construidas para la interconexión efectiva del mercado interior, para integrar en el sistema a las energías renovables, y para garantizar la seguridad del suministro. Para esta tarea hay que servirse de los planes de ENTSO-E y ENTSO-G, con la ayuda del ACER, los cuales recibirán los correspondientes mandatos para desarrollar el plan rector de las redes europeas de electricidad y gas en el horizonte de 2020-2030. En el desarrollo de las infraestructuras tiene que tenerse en cuenta también la electromovilidad y el previsto incremento de la producción de electricidad descentralizada.
- Acción 3) Racionalización de los procedimientos de concesión de permisos y las reglas del mercado para el desarrollo de infraestructuras: Debería aplicarse un régimen de concesión de permisos racionalizado, transparente y que respete las normas de seguridad y del medioambiente. El nombramiento de una autoridad única a nivel nacional debería contribuir a esta tarea. Se destaca de nuevo el papel del ACER, el cual debería garantizar la definición y ejecución de todas las cuestiones técnicas (armonización, normalización, etc.) relativas a las

conexiones transfronterizas, pero también a las redes inteligentes (*"smart grids"*).

- Acción 4) Disposición del marco de financiación adecuado: Se trata de alcanzar un equilibrio en el marco de financiación del desarrollo de infraestructuras. Para los proyectos del interés europeo se deberían prever mecanismos de financiación innovadores, combinar los instrumentos de financiación públicos y privados - siempre respetando las normas aplicables a las ayudas estatales. Pero también será necesaria la movilización de recursos europeos adicionales.

- **Prioridad 3 - Potenciar el papel de los consumidores y alcanzar el nivel máximo de seguridad y protección:**

Se trata de garantizar una energía segura, fiable y a precios asequibles para los ciudadanos y las empresas. Pero también se trata de garantizar la protección de los derechos de los consumidores. Esto incluye permitir a los consumidores cambiar fácilmente los proveedores de energía, monitorear el consumo de energía y resolver rápidamente las quejas y las reclamaciones. Y finalmente se trata de concienciar a los consumidores acerca de las oportunidades que puede ofrecer un mercado energético liberalizado, ya que muchos usuarios desconocen estas ventajas. Para conseguir estos objetivos, se introducen dos Acciones prioritarias:

- Acción 1) Hacer que la política energética resulte más fácil para el consumidor: Para asegurar los precios más bajos para los consumidores, en primer lugar, se destaca la necesidad de una aplicación activa de la política de competencia tanto a nivel europeo como nacional. La Comisión también propondrá medidas para ayudar a los consumidores a participar mejor en el mercado de la energía (elaborará directrices basadas en las mejores prácticas en cuanto al cambio de suministradores, a la facturación y gestión de las reclamaciones, etc.) Se hará un especial hincapié en los consumidores vulnerables y en las prácticas que permitan a los consumidores reducir su uso de la energía. Y finalmente, las autoridades reguladoras deberían aumentar los esfuerzos para mejorar el funcionamiento del mercado minorista.
- Acción 2) Mejora continua de la seguridad y la protección: Garantizar el máximo nivel de protección y seguridad operacional en toda la UE y en el resto del mundo en cuanto a la energía nuclear y a la extracción en alta mar del petróleo y del gas, son dos cuestiones prioritarias que destaca la Comisión.

- **Prioridad 4 - Ampliar el liderazgo de Europa en tecnología de la energía e innovación:**

Se trata básicamente de realizar un gran cambio tecnológico. Si no se realiza este cambio tecnológico, la UE no será capaz de alcanzar sus ambiciosos planes de la disminución del uso de los combustibles fósiles en la generación de la electricidad y en el transporte, ni tampoco los planes a largo plazo de la descarbonización. Se desarrollan tres Acciones referentes a este punto:

- Acción 1) Aplicar sin demora el plan EETE: La aplicación inmediata del Plan Estratégico de Tecnología Energética (EETE) es una necesidad. Se trata de la estrategia de la UE para acelerar el desarrollo y el despliegue de tecnologías de baja emisión de carbono, como la energía solar, las redes inteligentes y la captura y almacenamiento de carbono (CAC).
- Acción 2) La Comisión lanzará cuatro nuevos proyectos europeos a gran escala: La Comisión impulsará una importante iniciativa europea sobre redes inteligentes para conectar todo el sistema de la red de electricidad *“desde los parques eólicos en alta mar del Mar del Norte, hasta las centrales de energía solar en el sur, pasando por las presas de las centrales hidroeléctricas, a los hogares particulares<sup>252</sup>”*. En segundo lugar, la Comisión impulsará el liderazgo de Europa en el almacenamiento de electricidad (tanto a gran escala como para los vehículos). El tercer lugar, la Comisión fomentará el proyecto destinado a poner en marcha la producción sostenible a gran escala de biocombustibles. Y, por último, la Comisión promoverá las “Ciudades Inteligentes” - *“Smart cities”* (basadas en las energías renovables, una alta eficiencia energética, las redes de electricidad inteligentes, el transporte urbano limpio, la electromovilidad, las redes de calefacción y refrigeración inteligentes, todo combinado con herramientas de inteligencia y TIC altamente innovadoras).
- Acción 3) Garantizar la competitividad tecnológica de la UE a largo plazo: La Comisión propondrá una iniciativa de inversión a gran escala para apoyar la investigación en cuanto a energías con bajas emisiones de carbono, y se comprometerá especialmente con el proyecto mundial de investigación emblemático ITER.

---

<sup>252</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2010) 639 final /3 - Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. SEC(2010) 1346. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 14.1.2011.

- **Prioridad 5 - *Reforzar la dimensión exterior del mercado energético de la UE:***

Se trata sobre todo de establecer una sólida asociación internacional, principalmente con nuestros vecinos (a través de la Comunidad de la Energía<sup>253</sup>, la UE debería seguir trabajando para integrar efectivamente a los países vecinos en el mercado interior de la energía), y de consolidar otras asociaciones internacionales importantes. Y es que mantener buenas relaciones con los países proveedores de fuentes de energía y con los países de tránsito energético, debería ser una absoluta prioridad. Para este fin se establecen cuatro Acciones concretas:

- Acción 1) Integrar los mercados de la energía y los marcos reguladores con nuestros vecinos: El objetivo es la integración del mercado y la convergencia normativa, no sólo de los países integrantes de la Comunidad de la Energía, sino de todos los vecinos de la UE que deseen adoptar el modelo de mercado de la UE (sobre todo los países comprendidos con la política europea de vecindad y con el proceso de ampliación - se menciona particularmente a Ucrania y Turquía). También es clave reforzar la cooperación para la celebración de nuevos acuerdos y desarrollar rutas estratégicas para nuevos abastecedores. (Se habla sobre todo del corredor meridional y de la ribera sur del Mediterráneo.)
- Acción 2) Establecer asociaciones privilegiadas con interlocutores clave: Se trata de reforzar las asociaciones de energía con los suministradores esenciales y con los países de tránsito. En este punto se menciona la importancia de observar los principios clave incluidos en el Tratado sobre la Carta de la Energía.
- Acción 3) Fomentar el papel mundial de la UE para una futura energía con bajas emisiones de carbono: La UE debería insistir en las actividades de cooperación, en particular con economías de gran consumo y emergentes, en el campo de las tecnologías limpias y con bajas emisiones de carbono.
- Acción 4) Fomentar normas jurídicamente vinculantes para la seguridad nuclear, la protección y la no proliferación: Y finalmente, la Comisión debería insistir en que las normas internacionales de seguridad nuclear, protección y no proliferación sean jurídicamente vinculantes y aplicados efectivamente por todos los países en todo el mundo.

---

<sup>253</sup> La **Comunidad de la Energía** - establecida por la Decisión 2006/500/CE del Consejo, de 29 de mayo de 2006, sobre la celebración por la Comunidad Europea del Tratado de la Comunidad de la Energía. El Tratado de la Comunidad de la Energía crea un mercado interior de la energía entre la UE y las Partes contratantes. Los miembros de la Comunidad de la Energía son la UE, Albania, Bosnia y Herzegovina, la Antigua República Yugoslava de Macedonia, Montenegro, Serbia, y la Misión de Administración Provisional de las Naciones Unidas en Kosovo de conformidad con la Resolución 1244 del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

#### **8.1.4) Hoja de Ruta de la Energía para 2050:**

Siguiendo la dinámica iniciada con la elaboración de la Estrategia Europa 2020 y del Proyecto Europa 2030, hemos visto que semejante iniciativa se tomó también en el sector energético, y a principios de 2011 se publicó la Estrategia Energía 2020. Pero de modo paralelo, en el ámbito de la energía tampoco se ha querido parar con los esfuerzos en el año 2020, ya que la obviedad de la necesidad de pensar las iniciativas y las respuestas a los retos también más allá del año 2020, se hace evidente. Por lo tanto, y de modo paralelo, se ha diseñado también una estrategia energética más ambiciosa y a más largo plazo - esta vez hasta el año 2050.

Los objetivos energéticos hasta el año 2050 se resumen en el documento **Hoja de Ruta de la Energía para 2050**, adoptado con la **Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2011) 885 final**, del 15 de noviembre de 2011.

A la adopción de la Hoja de Ruta de la Energía para 2050, la han precedido varios acontecimientos importantes - el Consejo Europeo de 8 y 9 de marzo de 2007 (donde la UE se comprometió con los objetivos “20-20-20”), el Consejo Europeo de octubre de 2009 (donde la UE se comprometió a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80 y un 95% por debajo de los niveles de 1990 para 2050 en el contexto de las reducciones necesarias por parte del grupo de los países desarrollados), la adopción del documento **Estrategia Energía 2020** (que acabamos de ver), la adopción del documento **“Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050”<sup>254</sup>** (que desarrolla, consecuentemente, las implicaciones del compromiso contraído tras la celebración del Consejo de octubre de 2009), la adopción del Libro Blanco **“Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte”<sup>255</sup>** (que se centra en las soluciones para el sector del transporte y en la creación de un espacio único europeo de transporte), y sobre todo el Consejo Europeo extraordinario de 4 de febrero de 2011 (el cual hizo una petición en la que le pidió a la Comisión la elaboración de un documento en el que analizase los retos planteados por el cumplimiento del objetivo de descarbonización de la UE, teniendo en cuenta la garantía de la seguridad del abastecimiento energético y la competitividad de la economía europea). El resultado de este proceso es la adopción del presente documento - **la Hoja de Ruta de la Energía para 2050**.

---

<sup>254</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2011) 112 final - Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050, del 8.3.2011.

<sup>255</sup> Libro Blanco COM (2011) 144 final - “Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible”, del 28.3.2011.

Los objetivos ya establecidos para 2020 suponen un gran avance y contribuyen a la descarbonización progresiva de la UE, a las mejoras en la eficiencia energética, a la adaptación de las infraestructuras a las necesidades futuras y a cambios importantes en los sistemas energéticos. Pero, como se señala en la Introducción de la Hoja de Ruta de la Energía para 2050, los compromisos contraídos por la UE hasta 2020 no son suficientes para alcanzar una economía hipocarbónica, competitiva y que al mismo tiempo garantice la seguridad del abastecimiento energético, a más largo plazo. Hasta el momento no había indicaciones sobre el camino a seguir después de la Agenda 2020, lo cual generaba incertidumbre entre los inversores, los gobiernos, pero también entre los ciudadanos. Esta situación no era muy idónea, sobre todo teniendo en cuenta que las inversiones en las infraestructuras y en los sistemas energéticos tienen que concebirse a largo plazo y que tardan en producir resultados. Por todo eso hay que tener presente que *“las decisiones adoptadas hoy ya están dando forma al sistema de energía de 2050.”*<sup>256</sup>

Además, de aquí a 2050 sería necesario reemplazar parte de las infraestructuras que se quedarían obsoletas de todos modos, puesto que las infraestructuras construidas hace 30 o 40 años necesitarían ser sustituidas tarde o temprano. Y, como se destaca en la página web de la Comisión dedicada a *Una economía baja en carbono para 2050: “Para ahorrar costes más adelante, conviene actuar pronto. Si aplazamos las medidas, tendremos que reducir las emisiones de forma mucho más drástica en una fase posterior.”*<sup>257</sup> También el propio documento de la Hoja de Ruta mantiene que: *“Actuar ahora puede evitar cambios costosos dentro de algunas décadas y reduce los efectos de retraimiento.”*<sup>258</sup>

Entonces, es obvio que el sistema energético europeo necesita cambiar por razones de cambio climático, de seguridad y de competitividad. Y que los inversores, tanto públicos como privados, necesitan tener una idea clara sobre el camino que va a seguir la UE a largo plazo.

---

<sup>256</sup> EUR-Lex: Summaries of EU Legislation. *Hacia una energía sostenible, competitiva y segura para Europa*. EUROPA > EU law and publications > EUR-Lex > EUR-Lex - 180101\_2 - EN. (Consultada: 26.4.2017. Última actualización 30.7.2015.)  
[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=uriserv:180101\\_2](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=uriserv:180101_2)

<sup>257</sup> Página web de la Comisión dedicada a La acción por el clima - Una economía baja en carbono para 2050.  
Comisión Europea > Acción por el Clima > EU Action > Estrategias y objetivos climáticos > Una economía baja en carbono para 2050.  
(Consultada: 26.4.2017. Última actualización: 25.4.2017.)  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es)

<sup>258</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2011) 885 final - Hoja de Ruta de la Energía para 2050; {SEC(2011) 1565 final}, {SEC(2011) 1566 final}, {SEC(2011) 1569 final}; Comisión Europea; Bruselas, 15.12.2011.



Además, la UE acaba de comprometerse a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, estableciendo unos objetivos de descarbonización ambiciosos para las próximas tres décadas - como hemos visto, la reducción en 2050 debería ser de entre un 80 y un 95% respecto de los niveles de 1990. Por todas estas razones, la tarea de definir una agenda energética europea hasta 2050, se hace indispensable.

Como bien dice Günther Oettinger, el (entonces) Comisario para la Energía, en el Prefacio del documento, el año 2050 parece estar lejos, pero es necesario emprender actuaciones ya:

*“El año 2050 parece estar muy lejos. Hoy en día, los déficits públicos, el empleo y las pensiones parecen ser más importantes que las necesidades energéticas futuras. Sin embargo, al invertir en nuestro sistema energético, creamos empleo, negocios y prosperidad. Menos derroche de energía y menores importaciones de combustibles fósiles fortalecen nuestra economía. La acción temprana ahorra dinero más tarde. La Hoja de Ruta permitirá a los Estados miembros realizar las elecciones energéticas necesarias y crear un entorno comercial estable para la inversión privada (...)”<sup>259</sup>*

Dado que el futuro es, en una buena medida, incierto y que no es posible predecirlo a tan largo plazo, la Hoja de Ruta de la Energía examina siete diferentes hipótesis de trabajo y se sirve de las evaluaciones de impacto<sup>260</sup> que acompañan al documento. La Comisión, vistas las evaluaciones, llega a la conclusión de que, siguiendo la hipótesis basada en la tendencia actual, sólo se conseguiría la mitad de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero necesarias, y a la vez existiría una mayor dependencia de las importaciones, en particular del gas, y los precios de la electricidad y los costes de la energía serían más altos. Pero también, lo que es más importante, llega a la conclusión de que, siguiendo las hipótesis de descarbonización, alcanzar en 2050 una economía hipocarbónica, competitiva, y al mismo tiempo segura en cuanto al abastecimiento energético, es posible y además es económicamente viable. En el Resumen de la evaluación de impacto, la Comisión llega a la conclusión de que:

---

<sup>259</sup> Illustrated brochure *Energy Roadmap 2050*. European Commission, DG for Energy. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.  
Foreword by Günther H. Oettinger, European Commissioner for Energy, 2012.

<sup>260</sup> Documento de Trabajo de los Servicios de la Comisión: Resumen de la Evaluación de Impacto SEC (2011) 1566 final, que acompaña al documento Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones - Hoja de Ruta de la Energía para 2050. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 15.12.2011.

*“El análisis basado en el modelo (Hipótesis de descarbonización) ha mostrado que es viable la descarbonización del sector de la energía, que puede lograrse mediante diferentes combinaciones de las aportaciones de la eficiencia energética, las energías renovables, la nuclear y la captura y almacenamiento de carbono, y que los costes son sufragables.”<sup>261</sup>*

El resultado es que, combinando las hipótesis de trabajo, la Comisión en la Hoja de Ruta extrae y presenta varias conclusiones particulares y señala diez cambios estructurales para la transformación del sistema energético:

- *Es posible la descarbonización – y puede resultar menos costosa a largo plazo que las políticas actuales:* Se destaca que los costes de la transformación del sistema energético no difieren sustancialmente de los de la hipótesis de las iniciativas políticas actuales. (Como ya se ha dicho, tarde o temprano será necesario reemplazar las infraestructuras obsoletas de todos modos.) Y, además, en las hipótesis de descarbonización la exposición a la volatilidad de los precios de los hidrocarburos se reduciría, ya que la dependencia de las importaciones podría descender hasta un 35 - 45% en 2050, frente al 58% que se alcanzaría con las políticas actuales.
- *Gastos de capital más elevados y costes de combustible más bajos:* Se señala que los costes de capital medios del sistema energético aumentarán de forma significativa, ya que la tecnología llegará al final de su vida útil, y será necesario proceder a una gran inversión en centrales, redes y equipos nuevos (solamente los costes acumulados de la inversión en redes podrían suponer entre 1,5 y 2,2 billones de Euros de aquí a 2050). Pero este hecho también supondrá una importante creación de empleo y muchas oportunidades en los sectores relacionados. Y lo más importante, la masiva inversión se verá compensada con una importante reducción de la factura a pagar por los hidrocarburos importados desde el exterior, cuyo volumen disminuirá aplicando la hipótesis hipocarbónica, como se ha dicho en el punto anterior.
- *La electricidad desempeña un papel de creciente importancia:* Está claro que la electricidad tendrá que desempeñar un papel mucho más importante de aquí a 2050 (se prevé que podría duplicar su cuota en la demanda final de energía), ya que tendrá que contribuir en una gran medida a la descarbonización, sobre todo en el transporte y en la calefacción y refrigeración. Dado el cada vez mayor peso de la electricidad, es imprescindible que el sistema de generación de energía eléctrica se someta a cambios

---

<sup>261</sup> Ibidem - Conclusiones.

estructurales cuanto antes. En el sector eléctrico se debería lograr un nivel significativo de descarbonización ya para el año 2030. (Se menciona un objetivo intermedio del 57% - 65% en 2030, para llegar al objetivo final del 96% - 99% en 2050.)

- *Subida de los precios de la electricidad hasta 2030 y, a partir de entonces, descenso:* Las hipótesis sostienen que los precios de la electricidad subirán hasta 2030, pero caerán después. Y es que, como ya se ha dicho, en los próximos 20 años habrá que sustituir las centrales de generación, la infraestructura y los equipos obsoletos, lo cual es una tarea intensiva en capital. Los costes de renovación necesariamente tendrán un impacto en la factura de la electricidad.
- *El gasto de los hogares aumentará:* Visto el punto anterior, resulta inevitable que los hogares, pero también las PYMEs, noten la subida de precio de la electricidad. Pero eso no es todo - se notará una subida general de los gastos relacionados con la energía y productos adyacentes, ya que los hogares y las PYMEs tendrán que incurrir en inversión para renovar o adquirir nuevo aparatos, vehículos o aislamientos de la vivienda eficientes. Pero a largo plazo se verán compensados con la reducción del gasto energético (sobre todo en la factura de la electricidad).
- *El ahorro de energía en todo el sistema es crucial:* Se destaca que el ahorro energético es un factor clave. Según todas las hipótesis planteadas, es imprescindible alcanzar un ahorro energético muy significativo (debería alcanzarse una reducción de demanda de energía primaria del 32% - 41% en 2050). Para esto, hace falta adoptar medidas urgentes en todos los Estados miembros y en todos los sectores económicos.
- *Aumentarán de forma importante las energías renovables:* Todas las hipótesis presentadas por la Comisión destacan por la predicción de un importante incremento de la participación de las RES, tanto en el consumo final de energía como en la generación de electricidad. Se plantean varios escenarios posibles, en los que el rango de la implicación de las RES varía entre el 64% y el 97% para la generación de electricidad, y se habla de al menos el 55% del consumo final bruto de energía procedente de las RES en 2050.
- *La captura y el almacenamiento de carbono desempeñan un papel fundamental en la transformación del sistema:* La captura y almacenamiento de carbono (CAC) forman parte del escenario energético europeo en 2050 según todas las hipótesis de trabajo

analizadas. Dicho de otro modo, la tecnología de la CAC tendrá que utilizarse de aquí a 2050 en todos los escenarios.

- *La energía nuclear constituye una importante aportación:* En el documento se destaca la importancia de la energía nuclear, ya que ésta actualmente es una de las principales fuentes de producción de electricidad con baja emisión de carbono. Y asimismo se destaca que la energía nuclear aporta una contribución significativa al proceso de transformación hacia una economía baja en carbono, a la vez que supone los costes totales de energía más bajos. (Pero hay que matizar - la Comisión también tiene en cuenta un posible escenario de baja utilización de energía nuclear, partiendo de la hipótesis de que no se construirá ninguna central nuclear nueva y se contará solamente con reactores nucleares actualmente ya construidos. Incluso según esta hipótesis la transición hacia una economía hipocarbónica competitiva, es posible.)
- *La descentralización y los sistemas centralizados interactúan cada vez más:* En este punto se tienen en cuenta dos cuestiones. Por un lado, las grandes centrales de generación a gran escala, como las centrales nucleares y las centrales eléctricas de gas. Y por otro lado la progresiva descentralización del sistema eléctrico gracias a la cada vez mayor implantación de las RES. En síntesis, lo necesario es que estos dos sistemas, el centralizado y el descentralizado, estén interconectados de manera operativa y que se complementen entre sí.

Finalmente, la Comisión cierra el análisis con la enumeración de diez condiciones que han de cumplirse para asegurar la efectiva transformación de los sistemas energéticos y para conseguir que la economía europea sea competitiva y baja en carbono en 2050, independientemente de la hipótesis que al final llegue a producirse:

1) La prioridad número uno es la inmediata aplicación de las medidas incluidas en la Estrategia Europa 2020. Es necesario empezar por el efectivo cumplimiento de las disposiciones ya existentes - tanto observando la legislación europea, como poniendo en marcha las iniciativas ya diseñadas. Se destacan, sobre todo, las medidas relativas a la eficiencia energética, las infraestructuras, la seguridad operacional y la cooperación internacional.

2) La eficiencia energética es una de las principales preocupaciones, especialmente en los edificios nuevos y la renovación de los antiguos, en el transporte, y en los productos y aparatos eléctricos.

3) Seguir insistiendo en la cada vez mayor implicación de las energías renovables, es esencial. Las metas constituidas para el año 2020 son un buen punto de partida, pero hay que proseguir en la labor y prestar una especial atención al desarrollo de las tecnologías renovables para que las RES contribuyan de manera todavía más decisiva al consumo energético y a la generación de electricidad.

4) Se necesita una mayor inversión en I+D+i para conseguir los objetivos energéticos a largo plazo. La innovación tecnológica es una necesidad absoluta para la búsqueda de soluciones energéticas (sobre todo las hipocarbónicas). Es necesario acelerar la comercialización de los resultados de las investigaciones, para que dichas soluciones se puedan poner en marcha lo antes posible.

5) El mercado interior energético totalmente integrado y que funcione efectivamente, es una condición *sine qua non* para la consecución de avances hacia un sistema energético del futuro - seguro, operativo, eficiente, bajo en carbono, competitivo y que atraiga inversiones.

6) El precio de la energía es el protagonista de este punto. Por un lado, se señala la necesidad de que los precios de la energía reflejten mejor el coste real de su generación y de las inversiones (se tienen en consideración especialmente los países que abaratan artificialmente las facturas a través de tarifas reguladas). Y por otro lado no se olvidan tampoco los grupos de consumidores especialmente vulnerables y se destaca la importancia de las medidas para evitar la pobreza energética de estos usuarios.

7) Es necesario crear nuevas infraestructuras energéticas flexibles y fomentar la capacidad de almacenamiento en la UE, pero también en sus países vecinos. Contar con una visión más integrada del transporte, la distribución y el almacenamiento, así como con la generación más descentralizada, y las redes inteligentes, será indispensable en el futuro. Habrá que tener en cuenta, por ejemplo, también las instalaciones necesarias para los vehículos eléctricos.

8) Se insiste en la seguridad energética como uno de los puntos clave ahora, igual que en el futuro. Garantizar un suministro fiable y seguro es una prioridad, independientemente de si se utilizan las fuentes de energía tradicionales o las fuentes

nuevas y renovables. La protección del consumidor es igualmente una cuestión primordial, en la que no puede rebajarse de cara al futuro.

9) La UE debe adoptar un enfoque más amplio y coordinado respecto de las relaciones internacionales en materia de energía. También debe promover las medidas conjuntas para combatir el cambio climático, ya que éste es un problema que afecta a todos, no sólo a la UE. Por esta razón es imprescindible reforzar la actuación internacional y la contribución de la UE a la búsqueda de soluciones conjuntas.

10) Es importante que se establezcan unos jalones concretos para los objetivos alcanzables. El establecimiento de metas concretas ofrece orientaciones a los Estados miembros y a los inversores. Ya se han cuantificado los objetivos a alcanzar hasta el año 2020, y ahora la tarea es definir y cuantificar a los objetivos intermedios para el siguiente período, es decir para los años 2020 - 2030.

#### **8.1.5) Marco estratégico en materia de clima y energía (2020-2030):**

Al final del documento de la Hoja de Ruta de la Energía para 2050 se menciona, como uno de los pasos siguientes necesarios, la importante tarea a emprender en los próximos años - la elaboración de una estrategia para el período 2020 - 2030. Como resulta de las conclusiones de la Hoja de Ruta, la Estrategia hasta 2020 ya está adoptada y constituye una herramienta muy importante para la consecución de los objetivos energéticos europeos actuales. Asimismo, está adoptada la Estrategia hasta 2050, la cual establece orientaciones y recomendaciones con vistas a un horizonte más lejano, pero igualmente necesarias. Y lo que faltaba por hacer, era la adopción de una estrategia intermedia, la elaboración de un marco estratégico para la década después de 2020. Y es que, como concluye la Hoja de Ruta, es muy importante establecer unos jalones concretos y unos objetivos cuantificables y alcanzables para el próximo período.

El resultado es que finalmente se ha adoptado el **Marco estratégico de la UE en materia de clima y energía para 2020-2030** (o el llamado Marco sobre clima y energía para 2030) tras la aprobación de la **Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo COM (2014)**



**15 final/2**, de 28 de enero de 2014<sup>262</sup>. La finalidad de este nuevo documento, es la de fijar los pasos a seguir después de la Agenda 2020, de establecer unos objetivos concretos para la siguiente década, y de proponer una serie de medidas para alcanzar dichos objetivos.

El Marco sobre clima y energía para 2030 toma como base las medidas y los logros de la Estrategia Energía 2020, e insiste en la necesidad de cumplir con los objetivos “20-20-20” de emisiones de gases de efecto invernadero, energía renovable y ahorro energético establecidos para el año 2020. Y además se ajusta a la perspectiva a largo plazo que contempla la Hoja de Ruta de la Energía para 2050, ya que destaca la necesidad de la transición de la UE hacia una economía hipocarbónica, y subraya la importancia de alcanzar el objetivo de la UE de reducción de gases de efecto invernadero en un 80 - 95% en relación con el nivel de 1990 para el año 2050.

Como resultado, la Comisión en la Estrategia para 2030 insiste en la importancia de seguir avanzando para lograr una economía hipocarbónica, que garantice una energía competitiva a un precio asequible para los consumidores, que cree oportunidades para el crecimiento y el empleo, que ofrezca una mayor seguridad de abastecimiento energético, y que reduzca la dependencia energética exterior de los combustibles fósiles.

Para conseguir que dichas metas se hagan realidad, la Comisión fija unos objetivos cuantificados, de modo similar a la Estrategia Energía 2020 pero más ambiciosos, a los que será necesario llegar para el año 2030. Estos objetivos para la década 2020-2030 son:

- Al menos el 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990) - se aumenta el porcentaje establecido para 2020 (el 20%) y se fija este objetivo vinculante como una meta intermedia para llegar finalmente a la reducción decisiva prevista para el año 2050 (del 80 - 95%).
- Al menos el 27% de cuota de energías renovables - el marco establece un objetivo vinculante a escala europea para impulsar el aumento de la participación de las RES (del 20% previsto para 2020), para que lleguen a representar al menos el 27% del consumo final de energía en la UE para el año 2030.
- Al menos el 27%<sup>263</sup> de mejora de la eficiencia energética - los análisis llevados a cabo por la Comisión<sup>264</sup> muestran que, para cumplir con el primer objetivo, se requeriría un mayor

---

<sup>262</sup> Primero se ha adoptado, el 22 de enero de 2014, una primera versión de la Comunicación COM (2014) 15 final, para posteriormente someterla a correcciones (de menor rango) y adoptar, el 28 de enero de 2014, la versión final de la Comunicación COM (2014) 15 final/2 (No publicada en el Diario Oficial).

nivel de ahorro de energía de alrededor del 25% en 2030. El Consejo Europeo luego aprobó que este porcentaje debería fijarse en el 27% de mejora en la eficiencia energética para el año 2030. (Para alcanzar este objetivo probablemente sería necesaria una posterior revisión de la Directiva sobre eficiencia energética<sup>265</sup> - el Consejo y el Parlamento Europeo han solicitado una evaluación de ésta para analizar los progresos realizados hacia la consecución del objetivo previsto para 2020.)

Para la efectiva consecución en el año 2030 de estos objetivos cuantificados, la Comisión propone también una serie de medidas adicionales, necesarias para adaptar el panorama a las nuevas exigencias a largo plazo más ambiciosas:

- Reforma del régimen de comercio de derechos de emisión: La Comisión considera que el comercio de derechos de emisión constituye una herramienta muy útil para la reducción de los gases de efecto invernadero. Pero el sistema debería ser, en un futuro, objeto de reforma, para abordar el excedente acumulado de derechos de emisión. Según la Comisión, la mejor manera de lograr los objetivos, es incluir una reserva de estabilidad del mercado de los derechos de emisión para 2021.
- Indicadores clave: La Comisión propone que, para medir los avances en la consecución de los objetivos, deberían introducirse unos nuevos indicadores para la competitividad y seguridad del sistema energético. Estos indicadores deberían medir por ejemplo las diferencias de precios con los principales socios comerciales, la diversificación de la oferta, la capacidad de interconexión entre los países de la UE, etc.

---

<sup>263</sup> He aquí una diferencia entre los porcentajes de mejora de la eficiencia energética señalados por el propio documento de la Comunicación de la Comisión COM (2014) 15 final/2 (en el texto se marca el 25%, como cuota necesaria para alcanzar el objetivo del 40% de la reducción de gases de efecto invernadero), y en las páginas web de la Comisión dedicadas a la Energía - 2030 Energy Strategy, y a la Acción por el Clima (en ambas páginas aparece el 27% como la reducción mínima establecida).

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es)

Esta divergencia se explica más adelante, y es que el Consejo Europeo posteriormente, en su reunión de 23 y 24 de octubre de 2014, acordó la cuantía de los primeros dos objetivos y aprobó que el objetivo relativo a la eficiencia energética debería elevarse al 27%.

<sup>264</sup> Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo COM (2014) 15 final/2 - Marco estratégico de la UE en materia de clima y energía para 2020-2030; {SWD (2014) 15 final}, {SWD (2014) 16 final}; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 28.1.2014.

<sup>265</sup> DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

- Un nuevo sistema de gobernanza: Este sistema debería estar basado en los Planes Nacionales de los Estados miembros, los cuales seguirán un enfoque común de la UE y garantizarán una mayor seguridad para los inversores, una mayor transparencia, una mayor coherencia de las políticas y una mayor coordinación en toda la UE.

Para concluir, en la siguiente Tabla nº 56 se resumen los objetivos de energía y clima para los años 2020, 2030 y 2050, tal y como se han ido adoptando en los sucesivos documentos que acabamos de analizar:

**Tabla 56) Objetivos europeos de energía y clima para 2020, 2030 y 2050:**

<p><b>Objetivos europeos de energía</b></p> <p>La UE se ha fijado <b>objetivos de clima y energía</b> para 2020, 2030 y 2050.</p> <p><b>Objetivos para 2020:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un <b>20%</b>, como mínimo, respecto a los niveles de 1990</li> <li>• obtener un <b>20%</b> de la energía a partir de fuentes renovables</li> <li>• mejorar la eficiencia energética en un <b>20%</b>.</li> </ul> <p><b>Objetivos para 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>40%</b> de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero</li> <li>• al menos <b>27%</b> de energías renovables</li> <li>• aumento de la eficiencia energética en un <b>27-30%</b></li> <li>• <b>15%</b> de interconexión eléctrica (es decir, el 15% de la electricidad generada en la UE debe poder transportarse a otros Estados miembros).</li> </ul> <p><b>Objetivo para 2050:</b></p> <p><b>80-95%</b> de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990. La <u>Hoja de Ruta de la Energía para 2050</u> muestra el camino para alcanzar esa meta.</p>
---

Fuente: Página web de la Unión Europea - La UE por temas - Energía.  
[https://europa.eu/european-union/topics/energy\\_es](https://europa.eu/european-union/topics/energy_es)

## **8.2) Unión de la Energía y Clima:**

Vistas todas las aportaciones en la materia de la energía que se han desarrollado últimamente en los documentos analizados (la Estrategia Energía 2020, el Marco sobre clima y energía para 2030 y la Hoja de Ruta de la energía para 2050), la Comisión y el Consejo han llegado a la conclusión de que será necesario adoptar un nuevo enfoque que integre todos los ámbitos de actuación e incluya todas las medidas propuestas en una única estrategia cohesiva.

En consecuencia, el Consejo Europeo adoptó, en los días 26 y 27 de junio de 2014, la Agenda Estratégica<sup>266</sup> constituida en torno a cinco ámbitos prioritarios para la acción de la UE - siendo uno de los ámbitos propuestos precisamente la energía y la creación de un enfoque integrado (el punto 3 de la Agenda Estratégica - *Hacia una Unión de la Energía con una política climática dotada de perspectiva de futuro* - se dedica al replanteamiento de la estrategia en materia de energía y cambio climático). En este mismo documento se ha fijado la necesidad de tomar decisiones definitivas respecto a este punto en la sesión de octubre de 2014.

Consecuentemente, el Consejo Europeo, en su reunión de los días 23 y 24 de octubre de 2014, confirmó el objetivo de crear una Unión de la Energía, previsto en la Agenda Estratégica. A continuación, en su reunión del 18 de diciembre de 2014, el Consejo Europeo le pidió a la Comisión que preparase una propuesta de la Unión de la Energía. El resultado es la adopción del “Paquete sobre la Energía” en la **Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2015) 80 final - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva**, de 25 de febrero de 2015. Con la adopción de este importante documento se estableció y se puso en marcha la **Unión de la Energía y Clima**, como una de las diez prioridades de la Comisión para el período 2015 - 2019 (es decir, de la Comisión en su composición actual, presidida por Jean-Claude Juncker, tal y como la ha apoyado con su voto a favor el Parlamento Europeo el 22 de octubre de 2014.)

La Unión de la Energía y Clima tiene por objetivo crear una estrategia común e integrada que junte todas las iniciativas en materia de energía y clima en un enfoque único, y que de esta manera garantice que Europa tenga una energía segura, asequible y respetuosa con el medioambiente. El marco estratégico para la Unión de la Energía se basa en los tres objetivos

---

<sup>266</sup> CONSEJO EUROPEO 26 Y 27 DE JUNIO DE 2014 - CONCLUSIONES; Bruselas, 27 de junio de 2014 (OR. en); EUCO 79/14; CO EUR 4, CONCL 2. ANEXO I - AGENDA ESTRATÉGICA PARA LA UNIÓN EN TIEMPOS DE CAMBIO.

consolidados de la Política Energética que hemos ido conociendo a lo largo de la Tesis: la seguridad del abastecimiento, la sostenibilidad medioambiental y la competitividad económica. Como se destaca en la Introducción de la Comunicación de la Comisión:

*“El objetivo de una Unión de la Energía resiliente, centrada en una política climática ambiciosa, es ofrecer a los consumidores de la UE - hogares y empresas - una energía segura, sostenible, competitiva y asequible. La consecución de este objetivo exigirá una transformación profunda del sistema energético europeo.”<sup>267</sup>*

La estrategia de la Unión de la Energía se compone de 5 dimensiones estrechamente vinculadas entre sí y que se refuerzan mutuamente:

- **Seguridad energética, solidaridad y confianza:**

El objetivo principal de esta prioridad es el de diversificar las fuentes de energía europeas y garantizar la seguridad energética a través de la solidaridad y la cooperación entre los Estados miembros. (La base de esta iniciativa es la Estrategia Europea de la Seguridad Energética<sup>268</sup> adoptada por la Comisión en mayo de 2014.) La disminución de la vulnerabilidad de la UE frente a las crisis energéticas exteriores y la reducción de la dependencia respecto de determinados combustibles, proveedores de energía y rutas, es lo que se pretende conseguir. Las medidas planteadas pasan por la diversificación del suministro (incluyendo las fuentes de energía, los proveedores y las rutas del suministro), la colaboración en materia de seguridad de suministro (entre los Estados miembros, los gestores de redes de transporte y la industria de la energía), el refuerzo del papel de la UE en los mercados mundiales de la energía (la política exterior europea debe garantizar un diálogo más constructivo con los principales países productores y de tránsito de energía), y una mayor transparencia en materia de suministro de gas (en particular, garantizar la plena conformidad de los acuerdos relativos a la compra de gas de terceros países con el Derecho de la UE).

---

<sup>267</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2015) 80 final - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 25.2.2015.

<sup>268</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO COM (2014) 330 final - Estrategia Europea de la Seguridad Energética; {SWD (2014) 330 final}; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 28.5.2014.

- ***Un mercado interior de la energía plenamente integrado:***

El objetivo que se quiere conseguir con esta iniciativa es el de dar un nuevo impulso político a la plena realización del mercado interior de la energía, ya que, como se destaca en la Comunicación COM (2015) 80 final, la configuración del mercado energético actualmente sigue siendo deficitaria y *“no se generan inversiones suficientes, la concentración del mercado y la escasa competencia siguen siendo un problema y el panorama energético europeo continúa estando demasiado fragmentado”<sup>269</sup>*. Se quiere conseguir que el mercado interior de la energía esté plenamente integrado, que las infraestructuras sean las adecuadas, y que no haya obstáculos técnicos o normativos - de este modo se permitiría el libre flujo de energía por toda la UE, lo cual constituye por sí una forma eficaz de garantizar el suministro, a la vez que se ofrece la mejor oferta energética a los consumidores. Entre las medidas que se presentan, se propone unir los mercados mediante interconexiones (actualmente las conexiones transfronterizas no son suficientes para un buen funcionamiento del mercado interior, por lo que es necesario reforzar la infraestructura - el *hardware* del mercado interior<sup>270</sup>), garantizar la aplicación y la actualización de la legislación existente en materia de energía (es decir, el *software* del mercado interior de la energía), promover una mayor cooperación regional en un marco común de la UE (los Estados miembros deben coordinarse y cooperar con sus vecinos para elaborar sus políticas de energía), y establecer un nuevo marco para los consumidores (facilitar a los ciudadanos la elección de sus proveedores de energía y asegurar la aplicación efectiva de las normas europeas existentes en materia de la protección de los consumidores).

- ***Eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda de energía:***

El aumento de la eficiencia energética, como uno de los puntos clave de las políticas llevadas a cabo por parte de la UE en el campo energético, forma parte inherente del

---

<sup>269</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2015) 80 final - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 25.2.2015.

<sup>270</sup> Dentro del Paquete sobre la Unión de la Energía se presentó el mismo día 25 de febrero de 2015 también la COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO COM (2015) 82 final - *Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 % - Preparación de la red eléctrica europea de 2020*. El objetivo de esta iniciativa es el de mejorar el *hardware* del mercado interior, es decir la infraestructura (y sobre todo la infraestructura transfronteriza) y prepararlo para las nuevas exigencias del mercado integrado y operativo. Se centra sobre todo en la mejoría de la situación en los doce Estados miembros con un nivel de interconexión inferior al 10% (Irlanda, Italia, Rumanía, Portugal, Estonia, Letonia, Lituania, el Reino Unido, España, Polonia, Chipre y Malta).



paquete de medidas sobre la Unión de la Energía. Con la mejora de la eficiencia energética se pretende reducir la dependencia de las importaciones de energía, reducir las emisiones, y generar empleo y crecimiento. Para conseguir este objetivo, la UE debería esforzarse por alcanzar la meta establecida por el Consejo Europeo en octubre de 2014 de mejorar al menos en un 27% la eficiencia energética para 2030. Entre las medidas para lograr esta mejora, se presentan actuaciones en dos campos prioritarios - el incremento de la eficiencia energética en el sector de la construcción (la calefacción y la refrigeración de los edificios constituyen la principal fuente de demanda energética, pero también la principal oportunidad de mejoras), y el paso hacia un sector del transporte energéticamente eficiente e hipocarbónico (es necesario reducir las emisiones y aumentar la eficiencia en el consumo del combustible, promover la mejora de la gestión del tráfico y crear un espacio único europeo de transporte, o hacer más atractivo y rentable el transporte ferroviario, marítimo y fluvial).

- ***Descarbonización de la economía:***

Desarrollar una política climática ambiciosa para la UE y convertirse en el líder mundial de las energías renovables, son dos objetivos estratégicos que tienen que alcanzarse dentro de la Acción por el clima establecida en este punto. Para conseguir estos objetivos hay que insistir en el compromiso de reducir para el año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos el 40% con respecto a 1990 (la UE se compromete asimismo en el marco del Protocolo de París<sup>271</sup>), y fomentar el desarrollo de la próxima generación de energías renovables técnicamente avanzadas y competitivas. Respecto al primer punto, el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE) debería desempeñar plenamente su papel como estímulo para la inversión en tecnologías de baja emisión de carbono. Y respecto al segundo punto, es preciso insistir en la consecución del objetivo del 27% para la cuota de energía renovable consumida en la UE en 2030. Además, para alcanzar el liderazgo mundial, este punto se refuerza y se apoya mutuamente con la última dimensión de la Unión de la Energía.

---

<sup>271</sup> A la hora de la redacción de la Comunicación de la Comisión COM (2015) 80 final, se preveía la adhesión de la UE al Protocolo de París (el Acuerdo o Protocolo de París se desarrolla dentro del marco de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático CMNUCC, y viene a sustituir el Protocolo de Kioto en 2020). Para este fin se adoptó la COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO COM (2015) 81 final - "El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020", del 25 de febrero de 2015. Dicha Comunicación se presentó como parte integrante del Paquete sobre la Unión de la Energía. Posteriormente, entre el 30 de noviembre y el 12 de diciembre de 2015 se redactó el texto final del Protocolo, y el 22 de abril de 2016 se firmó el documento en Nueva York. La UE figura como una de las partes firmantes.

- ***Una Unión de la Energía al servicio de la investigación, innovación y competitividad:***

El objetivo principal de esta última dimensión, es el de fomentar la transición de los sistemas energéticos y mejorar la competitividad gracias a los avances en tecnologías energéticas renovables, limpias y con bajas emisiones de carbono. Estos avances se quieren conseguir dando prioridad y apoyando a la investigación y la innovación para impulsar el liderazgo europeo y situar a la UE en la vanguardia de la tecnología energética mundial. Por eso, la investigación y la innovación deben ocupar un lugar central de la nueva estrategia de la Unión de la Energía. Se propone toda una serie de actuaciones, con las que la UE debería comprometerse: desarrollar la próxima generación de tecnologías de las RES (incluida la biomasa y los biocombustibles), buscar mejores soluciones para el almacenamiento de energía, desarrollar las redes inteligentes y hogares inteligentes (incluidos sistemas de “*smart cities*”, electrodomésticos inteligentes, o sistemas domóticos), fomentar un transporte más sostenible (más limpio y eficiente, incluido el transporte público), fomentar un sector de la vivienda y de los edificios más eficiente (incluida la construcción de edificios energéticamente neutros), avanzar en las tecnologías limpias aplicables a los combustibles fósiles (se hace referencia a los sistemas de la CAC), y asegurar la máxima seguridad en la generación nuclear de fisión, así como conseguir el liderazgo mundial en la tecnología nuclear de fusión (se pone el acento especialmente en el proyecto ITER).

Al final de la Comunicación de la Comisión sobre la Unión de la Energía se presentan quince puntos clave que representan quince actuaciones inmediatas para lograr la creación y la efectiva realización de la Unión de la Energía. Entre estas actuaciones pertenece:

- La plena aplicación y el control estricto del cumplimiento de la legislación vigente en materia de energía y ámbitos conexos.
- La diversificación del suministro de gas para hacerlo más resiliente a las interrupciones del suministro.
- Los acuerdos intergubernamentales que deben respetar plenamente la legislación de la UE y ser más transparentes.
- La existencia de infraestructuras adecuadas como una condición indispensable para la realización del mercado energético, la integración de las energías renovables y la seguridad del suministro.
- La creación de un mercado interior de la energía homogéneo, que beneficie a los ciudadanos, garantice la seguridad de suministro y la integración de las RES.

- El proseguimiento en el desarrollando del marco regulador creado por el tercer paquete del mercado interior de la energía.
- El acento en los enfoques regionales como un elemento importante para avanzar hacia un mercado energético plenamente integrado al nivel de la UE.
- Una mayor transparencia de los costes y precios de la energía, así como del nivel de ayudas públicas para reforzar la integración del mercado y permitir determinar las medidas que distorsionan el mercado interior.
- La consecución del objetivo de al menos un 27 % de ahorro de energía de aquí a 2030.
- La modernización de los edificios existentes para que sean eficientes desde el punto de vista energético y el pleno uso de sistemas sostenibles de calefacción y refrigeración.
- La aceleración de la descarbonación y la eficiencia energética del sector del transporte y su transición progresiva a combustibles alternativos.
- Una contribución ambiciosa a las negociaciones internacionales sobre el clima.
- La proposición de un nuevo paquete sobre energías renovables para el próximo período, para alcanzar el objetivo de al menos un 27 % de energías renovables a nivel de la UE de aquí a 2030.
- El desarrollo de una estrategia prospectiva de I+i para la energía y el clima a fin de mantener el liderazgo tecnológico europeo y ampliar las oportunidades de exportación.
- La utilización de todos los instrumentos de política exterior para garantizar que la UE sea sólida y unida y que se comprometa de forma constructiva con sus socios y hable con una sola voz sobre el clima y la energía.

El texto de la Comunicación de la Comisión COM (2015) 80 final sobre la Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva, se cierra con estas palabras dedicadas a todos los actores implicados:

*“El éxito de la aplicación depende del compromiso político de todos los agentes, es decir, las instituciones de la UE, los Estados miembros, el Banco Europeo de Inversiones y las demás partes interesadas, incluso a nivel regional y local (...)<sup>272</sup>”*

---

<sup>272</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2015) 80 final - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva; COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 25.2.2015.

### **8.3) El balance de las actuaciones - el mercado interior de la energía y la Unión de la Energía:**

En el penúltimo epígrafe de este Capítulo nos dedicaremos a hacer un balance de las actuaciones emprendidas por parte de la Unión Europea en el ámbito energético - veremos el impacto que éstas tuvieron en la configuración del sector energético e intentaremos analizar el grado de consecución de los objetivos establecidos. Concretamente, nos adentraremos en el estudio del estado de la cuestión de dos vertientes emblemáticas de lo que representa la energía en la UE - en primer lugar, nos centraremos en la realización del mercado interior de la energía, y a continuación estudiaremos el progreso hacia la Unión de la Energía.

(Las cuestiones relativas a las metas en cuanto a las energías renovables y a la consecución de éstas, ya han sido introducidas en el Capítulo 3 dedicado a las RES, en el apartado relativo a los objetivos “20-20-20”. Y las cuestiones relativas a las variables que poseen un valor testimonial sobre el funcionamiento del mercado energético - el precio de la electricidad y del gas natural, y el número de empresas principales que operan en el mercado y sus cuotas de mercado - ya han sido objeto de análisis en el Capítulo 7, en el apartado dedicado a los problemas relacionados con la competencia en el sector energético de la UE. Por lo tanto, estas dos vertientes ya no se incluirán en este epígrafe. Pero, de todos modos, las observaciones principales se volverán a resumir en las Conclusiones finales de la Tesis.)

Para esta tarea nos serviremos de dos publicaciones importantes de la Comisión Europea, las cuales fueron elaboradas precisamente con el objetivo de analizar los progresos realizados, el estado actual de la cuestión y el grado de consecución de lo dispuesto en los documentos cruciales emitidos anteriormente por la Comisión (analizados en las páginas previas de la Tesis). En concreto, nos serviremos de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía, y de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía.

Entonces, las aportaciones de estas dos Comunicaciones, es lo que se analizará a continuación en las páginas siguientes de este epígrafe.

### **8.3.1) Comunicación de la Comisión COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía:**

La consecución del mercado interior de la energía en la UE, que sea operativo y que funcione efectivamente, que asegure la plena aplicación de la normativa europea relativa al mercado energético (el tercer paquete de medidas liberalizadoras) y de la normativa de la competencia, que esté interconectado de manera que la energía pueda fluir por el territorio de la UE libremente y que ningún Estado miembro esté aislado energéticamente, que respete el medioambiente, que vele por los derechos de los consumidores y por su libre elección del proveedor de energía, que sea abierto y transparente y que genere precios competitivos, es la prioridad de la Política Energética de la UE, y es asimismo una de las prioridades y uno de los puntos clave del conjunto de las políticas y de las actuaciones de la UE. Como se destaca en la Introducción a la Comunicación de la Comisión COM (2014) 634 final:

*“En el curso de las dos últimas décadas, la política energética de Europa se ha orientado decididamente a la consecución de tres objetivos principales: la energía en la Unión Europea tiene que ser asequible, con precios competitivos, medioambientalmente sostenible y segura para todo el mundo. La existencia de un mercado interior de la energía bien integrado es condición previa indispensable para alcanzar esos objetivos de forma rentable.”<sup>273</sup>*

Para asegurar que así sea, se ha trabajado continuamente desde las instituciones europeas. Se ha creado una normativa sólida, incluidas las medidas comprendidas en los tres paquetes relativos a la configuración del mercado eléctrico y del gas natural. (Y en el Capítulo previo ya hemos visto dos de las investigaciones sectoriales que se han llevado a cabo para inspeccionar el funcionamiento del mercado de la electricidad y del gas natural.)

También en el Consejo Europeo de marzo de 2011 se destacó la importancia de contar con un mercado interior de la energía y se fijó claramente el plazo para su completa realización para finales de 2014. En las Conclusiones del Consejo Europeo se establece que: *“El mercado interior de la energía tiene que haberse realizado de aquí a 2014, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad.”<sup>274</sup>*

---

<sup>273</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía; {SWD(2014) 310 final}, {SWD(2014) 311 final}, {SWD(2014) 312 final}, {SWD(2014) 313 final}, {SWD(2014) 314 final}, {SWD(2014) 315 final}; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 13.10.2014 - Introducción.

<sup>274</sup> CONSEJO EUROPEO 4 DE FEBRERO DE 2011 - CONCLUSIONES; Bruselas, 8 de marzo de 2011 (OR. en); EUCO 2/1/11, REV 1; CO EUR 2, CONCL 1.

Luego en noviembre de 2012, la Comisión presentó en su Comunicación COM (2012) 663 final, titulada Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía, un informe exhaustivo sobre el estado del mercado interior de la energía, destacando todo lo que ya se había conseguido y poniendo el acento en los puntos débiles, en los que todavía faltaba trabajo por hacer. En la Comunicación la Comisión destacó que los logros conseguidos ya eran muchos - por ejemplo, se menciona que había más posibilidades de elección y flexibilidad para los consumidores, que había una fijación de precios más competitiva, que los mercados mayoristas eran más líquidos y transparentes, que existía una mayor seguridad de abastecimiento y una mayor coordinación y transparencia en las relaciones energéticas con terceros países, etc.<sup>275</sup>

Más tarde, en enero de 2014 la Comisión publicó en su Comunicación COM (2014) 21 final, titulada Precios y costes de la energía en Europa, un informe sobre los precios y los costes de la energía en la UE<sup>276</sup>. (Dicho informe no ha sido objeto del análisis en el apartado de la presente Tesis dedicado al estudio de la competencia en el sector de la electricidad y del gas natural, ya que nuestra investigación ha pretendido ir más allá del año 2012, que es el último año para el que se dispone de datos en la Comunicación COM (2014) 21 final, habiendo incluido en el apartado 7.3.2 datos sobre los precios de la electricidad y del gas natural hasta el primer semestre de 2016.)

Y habiendo llegado al final del año 2014, que es cuando se supone que el mercado interior de la energía ya debería ser realidad y funcionar efectivamente, la Comisión decidió a emprender una nueva investigación para ver si realmente ocurrió lo dicho, y para pesar los logros conseguidos hasta el momento y advertir de las deficiencias que todavía persistían. El resultado es que el 13 de octubre de 2014 se publicó la **Comunicación de la Comisión COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía**.

En la Introducción se destaca que la evolución es buena y que se ha progresado mucho en la consecución del mercado interior de la energía, pero que todavía el proceso no está concluido y que falta trabajo por hacer:

---

<sup>275</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES COM(2012) 663 final - Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía; {SWD(2012) 367 final}, {SWD(2012) 368 final}; COMISIÓN EUROPEA Bruselas, 15.11.2012.

<sup>276</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES COM (2014) 21 final - Precios y costes de la energía en Europa; {SWD(2014) 19 final}, {SWD(2014) 20 final}; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 22.1.2014.



*“La presente Comunicación subraya que la Unión Europea se está moviendo en la buena dirección. Pero, si bien es cierto que estamos avanzando a buen ritmo, es cierto también que el trabajo no está aún terminado y que siguen existiendo claras deficiencias que obstaculizan el buen funcionamiento del mercado.”<sup>277</sup>”*

A continuación, en el texto de la Comunicación, se insiste en que la integración del mercado progresa y ya está ofreciendo resultados concretos. Entre los logros se subraya que (a la altura de finales de 2014):

- El 23,5% de la electricidad que se produce en la Unión y el 14% del consumo final de energía de todos los sectores, proceden de fuentes de energía renovables.
- Los intercambios transfronterizos de electricidad entre la mayor parte de los países de la UE han registrado un aumento, e igualmente aumentó el uso de los interconectores de electricidad (entre 2008 y 2012 se incrementó en 23 Estados miembros la cuota de las importaciones en la electricidad total disponible para el consumo final). Además, Europa está disfrutando de un altísimo nivel de seguridad en sus suministros de electricidad gracias, entre otras cosas, a la fiabilidad de sus redes. También se hace referencia a la lista de 248 proyectos de ejecución urgente<sup>278</sup> que pueden beneficiarse de ayudas financieras de la UE en virtud del Mecanismo “Conectar Europa”. Y se destacan también los beneficios del Programa Energético Europeo para la Recuperación (PEER), el cual desde 2010 ha contribuido a la construcción de los proyectos infraestructurales más importantes.
- En los últimos cinco años (es decir, desde 2009), ha mejorado considerablemente la situación general de Europa en lo que respecta a la seguridad del abastecimiento de gas. (El sistema ha pasado la prueba en los meses de febrero de 2012 y de marzo de 2013, los cuales han sido mucho más fríos de lo previsto, y sin embargo en ninguna parte de la UE aparecieron situaciones de penuria.) Se destaca una mayor diversificación de los

---

<sup>277</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 13.10.2014 - Introducción.

<sup>278</sup> En el marco del Mecanismo “Conectar Europa”, un total de 5.850 millones de euros se han asignado a las infraestructuras energéticas transeuropeas para el período 2014-2020. La primera lista fue aprobada por la Comisión Europea en octubre de 2013. Se compone de 248 proyectos de infraestructuras energéticas consideradas como “proyectos de interés común”.  
European Commission - Press releases database - Comunicado de prensa - Energía: “La UE invierte 647 millones de euros en infraestructuras energéticas clave.” Bruselas, 29 de octubre de 2014.

suministros en el sector del gas, y un aumento de posibilidades de abastecimiento alternativas de GNL, particularmente en Europa occidental. (Se menciona que la UE se ha beneficiado entre 2007 y 2010 de unos precios de importación de GNL bajos, y hasta se han podido renegociar algunos de los contratos a largo plazo, de modo que se ha restado la importancia del tradicional vínculo con los precios del petróleo.) También se destaca que en los dos últimos años (es decir 2013 y 2014) se ha registrado una importante evolución positiva en países como Italia, Polonia o la República Checa en cuanto al funcionamiento correcto de los “centros de gas” (“hubs”)<sup>279</sup>.

- También se resalta el hecho de que la competitividad de los mercados está en aumento, con lo cual se están garantizando unos precios más competitivos y se están reduciendo los costes del sistema. Se menciona especialmente el aumento de la competencia en los mercados al por mayor, lo cual está teniendo un notable impacto en los precios - en concreto se calcula que los precios al por mayor de la electricidad han bajado considerablemente y que los del gas se han mantenido estables<sup>280</sup>.
- Se han conseguido avances significativos en la rigurosa aplicación de las disposiciones del tercer paquete energético (incluidas las normas en materia de *unbundling* y las que obligan al establecimiento de planes de desarrollo de la red). Gracias a esto se ha notado el clima propicio a las inversiones, y se ha “*reducido para los operadores tanto el incentivo como la capacidad para retomar conductas discriminatorias*”<sup>281</sup>. Se subraya que, a la hora de la redacción de la Comunicación, 96 de los cerca de 100 gestores de la red de transporte existentes en la UE han recibido el certificado de conformidad con alguno de los modelos de separación que prevé el tercer paquete energético.

---

<sup>279</sup> El concepto de “hub de gas” hace referencia a una ubicación, física o virtual, en la que un conjunto de agentes (transportistas, traders, consumidores) pueden intercambiar productos y servicios, tanto físicos como financieros, relacionados con transacciones de gas (transacciones físicas, capacidad de transporte y almacenamiento de gas). El principal objetivo de un hub de gas es facilitar los servicios logísticos, de mercado y financieros requeridos para agilizar las transacciones de gas.  
<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/5-1-los-hubs-de-gas-en-europa/>

<sup>280</sup> Se calcula que los precios al por mayor de la electricidad han bajado entre un 35 % y un 45 % en el período 2008-2012, utilizando datos de la Comunicación de la Comisión COM (2014) 21 final - Precios y costes de la energía en Europa, de 29 de enero de 2014.

<sup>281</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 13.10.2014.

- También se señala que en los niveles de transparencia se ha mejorado sustancialmente - gracias a la aplicación de las disposiciones contenidas en el Reglamento REMIT<sup>282</sup> de 2011 se ha reforzado la supervisión normativa necesaria para garantizar la integridad del mercado y evitar todo abuso.

Pero no todo son observaciones positivas y palabras de elogio. En la Comunicación de la Comisión se señalan también varios puntos deficitarios, en los que no se han conseguido los objetivos comunes todavía y en los que aún falta mucho por hacer.

El caso más grave es que, a pesar de que la evolución de los precios haya sido positiva y se han registrado bajadas en los mercados al por mayor, una gran parte de los consumidores no se está beneficiando directamente de esa evolución. Y es que, en la UE una parte importante de las facturas de electricidad está constituida de contratos al por menor (hablamos sobre todo de los consumidores domésticos y de las PYMEs). Además, estos últimos ven sus facturas incrementadas por impuestos y recargos, los cuales en muchos casos están registrando subidas. (Con estas reseñas de la Comisión se confirman nuestras observaciones y nuestras conclusiones acerca de la evolución de los precios de la electricidad y del gas natural del Capítulo 7.)

La solución, según la Comunicación de la Comisión, pasa por suprimir las barreras entre el mercado mayorista y los mercados al por menor. En la práctica la solución pasaría por la utilización de los contratos de tarifa variable, o tarifa dinámica, por parte de los consumidores domésticos y las PYMEs, de manera que puedan beneficiarse ellos también de las señales de los precios en el mercado mayorista:

*“Para que los consumidores de cualquier dimensión, hogares y PYMEs incluidos, se beneficien de la adaptación del consumo y la producción a las señales de los precios del mercado mayorista, es necesario que ofrezcan su flexibilidad en el mercado directa o indirectamente, pero siempre con libertad de elección. Esto es ya realidad en Suecia, donde los consumidores minoristas optan cada vez más por contratos de electricidad de tarifas dinámicas.”<sup>283</sup>*

También se observan deficiencias en la configuración de las redes, en la interconexión y en la integración. Y es que, tanto las redes de transporte como los marcos legales, se han

---

<sup>282</sup> Reglamento (UE) n° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía; Diario Oficial de la Unión Europea, L 326/1 ES; 8.12.2011.

<sup>283</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2014) 634 final - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 13.10.2014.

desarrollado hasta estos días a nivel nacional con el objetivo (comprensible) de optimizar el sistema del propio país. El problema es que, para que la integración del mercado sea efectiva, se requiere más infraestructura, más redes y mejor interconexión, y también unas normas sólidas, sencillas y transparentes. (Esta observación claramente corresponde con una de las prioridades de la Unión de la Energía - este punto podemos identificar con la dimensión denominada “Un mercado interior de la energía plenamente integrado”).) Como se advierte en la Comunicación:

*“Si bien es cierto que los avances conseguidos son importantes, es cierto también que queda todavía mucho por hacer. Para que el gas y la electricidad puedan intercambiarse y transportarse sin dificultades a través de las fronteras, se precisan, por una parte, cables y gasoductos (el «hardware») y, por la otra, un marco reglamentario claro que sea aplicado por todos de modo uniforme (el «software»).*<sup>284</sup>”

Respecto a este punto, también se destaca la necesidad de más inversión en las infraestructuras energéticas estratégicas. Y es que el objetivo de la interconexión, que fue acordado y cuantificado en un 10% para el año 2020<sup>285</sup>, y que la Comisión en mayo de 2014 propuso aumentar al 15 % de aquí a 2030, sigue estando muy lejos de lograrse - el nivel medio de interconexión se situaba en 2014 sólo en torno al 8%.

Entonces los avances realizados hasta el momento son indudables y el progreso hacia la consecución de las metas establecidas es importante. Pero también queda claro que el trabajo todavía no ha concluido, que aún falta mucho por hacer, sobre todo en el campo de las infraestructuras transfronterizas y en la formación de los precios al por menor, para que los consumidores domésticos y las PYMEs también puedan beneficiarse de las bajadas de precios registradas en los mercados mayoristas.

Muchos de los puntos débiles revelados por la Comunicación de la Comisión COM (2014) 634 final, corresponden con las dimensiones prioritarias establecidas por la recientemente constituida Unión de la Energía. Por lo tanto, en el marco de ésta ya se prevén las respuestas y las medidas necesarias para sufragar las deficiencias encontradas. El estado actual de la implementación y de la realización de la Unión de la Energía, es lo que se va a estudiar en el siguiente epígrafe.

---

<sup>284</sup> Ibidem.

<sup>285</sup> COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO COM (2015) 82 final - Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 % - Preparación de la red eléctrica europea de 2020.

### **8.3.2) Comunicación de la Comisión COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el Estado de la Unión de la Energía:**

La Unión de la Energía y Clima se ha creado, como hemos visto, hace sólo unos dos años, en febrero de 2015, con la adopción del “Paquete sobre la Unión de la Energía” que comprendió a la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2015) 80 final - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva, de 25 de febrero de 2015. Desde este momento se ha empezado a trabajar duro para poner en marcha y realizar la Unión de la Energía y Clima, y para ejecutar las tareas clave dentro de las cinco dimensiones estratégicas identificadas - la *Seguridad, solidaridad y confianza*; *Un mercado interior de la energía plenamente integrado*; la *Eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda de energía*; la *Descarbonación de la economía*; y *Una Unión de la Energía al servicio de la investigación, la innovación y la competitividad*.

Nueve meses después ya se elaboró el primer informe sobre los progresos conseguidos hacia la plena realización de la Unión de la Energía. El 18 de noviembre de 2015 se publicó la Comunicación de la Comisión COM (2015) 572 final - Estado de la Unión de la Energía 2015<sup>286</sup>, junto con dos anexos (la Actualización de la Hoja de Ruta hacia la Unión de la Energía<sup>287</sup>, y las Orientaciones a los Estados Miembros sobre los Planes Nacionales de Energía y Clima en el Contexto de la Gobernanza de la Unión de la Energía<sup>288</sup>). En el Comunicado de prensa que se publicó el mismo 18 de noviembre de 2015, y que anunció la salida del primer Informe sobre el Estado de la Unión de la Energía con el título “*La Unión de la Energía avanza por buen camino*”, se destaca que se ha avanzado mucho desde la adopción, hace nueve meses, de la Estrategia

---

<sup>286</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco de Inversiones Europeo COM (2015) 572 final - Estado de la Unión de la Energía 2015. {SWD(2015) 208}, {SWD(2015) 209}, {SWD(2015) 217 a 243}; COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 18.11.2015.

<sup>287</sup> Anexo de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco de Inversiones Europeo - Estado de la Unión de la Energía COM (2015) 572 final ANNEX 1 - Actualización de la Hoja de Ruta hacia la Unión de la Energía. COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 18.11.2015.

<sup>288</sup> Anexo de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco de Inversiones Europeo - Estado de la Unión de la Energía COM (2015) 572 final ANNEX 2 - Orientaciones a los Estados Miembros sobre los Planes Nacionales de Energía y Clima en el Contexto de la Gobernanza de la Unión de la Energía. COMISIÓN EUROPEA, Bruselas, 18.11.2015.

Marco de la Unión de la Energía, que quedaba todavía mucho por hacer, pero que 2016 sería un año de realizaciones importantes<sup>289</sup>.

El comisario de Acción por el Clima y Energía, Miguel Arias Cañete, ha declarado en esta ocasión que: *“La Unión de la Energía está empezando a tomar forma. Mucho es lo que se ha avanzado en estos pocos meses, pero debemos ahora llevar a su máxima dimensión todas las medidas que sean precisas. Este será mi centro de atención en 2016: presentar la normativa necesaria para que nuestro mercado de la electricidad funcione mejor, para aumentar la cuota de las energías renovables, para reducir nuestro consumo de energía y para garantizar la seguridad de nuestro suministro de gas. Con estas medidas, el sistema energético de la UE será más fuerte y quedarán establecidas todas las condiciones para la transición de la UE a un sistema energético hipocarbónico.”*<sup>290</sup>

El vicepresidente responsable de la Unión de la Energía, el eslovaco Maroš Šefčovič, ha afirmado al respecto que: *“Sólo nueve meses después de haber emprendido este camino, podemos afirmar con confianza que estamos en vías de realizar la Unión de la Energía. Mis mensajes para 2016 son claros. En primer lugar, la UE debe seguir encabezando la transición a una economía hipocarbónica. En segundo lugar, esa transición ha de ser socialmente justa y ha de poner su centro de atención en los consumidores. Y, en tercer y último lugar, hay que decir que no desaparecerán los retos geopolíticos a los que nos hemos enfrentado este año. 2016 será el año en que estableceremos los cimientos de un sólido sistema de gobernanza que haga posibles la previsibilidad y la transparencia, que es lo que los inversores necesitan. En definitiva, 2016 será un año de realizaciones.”*<sup>291</sup>

Como dicen Miguel Arias Cañete y Maroš Šefčovič, y como se desprende del primer Informe sobre el Estado de la Unión de la Energía, el año 2016 iba a ser un año de mucho trabajo y de muchas realizaciones. Veamos ahora los logros que se han conseguido y los progresos que se han alcanzado en la efectiva realización de la Unión de la Energía dos años después de su puesta en marcha (y un año después de la publicación del primer Informe).

---

<sup>289</sup> Página web: European Commission > Press releases database > Press Release details.  
Comisión Europea - Comunicado de prensa IP/15/6105 - *“La Unión de la Energía avanza por buen camino”*. Bruselas, 18 de noviembre de 2015. (Consultado: 30.4.2017. Last update: 20.2.2017.)  
[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-6105\\_es.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-6105_es.htm)

<sup>290</sup> Ibidem.

<sup>291</sup> Ibidem.



El 1 de febrero de 2017, hace sólo un par de meses, se publicó la **Comunicación de la Comisión COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía**<sup>292</sup>, acompañado, de modo similar al primer Informe, de una serie de anexos - la Actualización de la Hoja de Ruta hacia la Unión de la Energía<sup>293</sup>, Las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: observaciones sectoriales a nivel de los Estados miembros y de la Unión Europea<sup>294</sup>, y el documento de trabajo de los Servicios de la Comisión titulado Seguimiento de los progresos hacia los objetivos de la Unión de la Energía - Indicadores Clave<sup>295</sup>. El Informe sobre el estado de la Unión de la Energía fue acompañado asimismo por cinco Informes específicos, los cuales describen detalladamente los avances en materia de las energías renovables (Renewable Energy Progress Report<sup>296</sup>), la eficiencia energética (Energy Efficiency Progress Report<sup>297</sup>), y el

---

<sup>292</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 1.2.2017.

<sup>293</sup> Anexo de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía COM (2017) 53 final ANNEX 1 - Actualización de la hoja de ruta de la Unión de la energía. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 1.2.2017.

<sup>294</sup> Anexo de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía COM (2017) 53 final ANNEX 2 - Las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: observaciones sectoriales a nivel de los Estados miembros y de la Unión Europea. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 1.2.2017.

<sup>295</sup> Second Report on the State of the Energy Union - Commission Staff Working Document SWD (2017) 32 final - Monitoring progress towards the Energy Union objectives – key indicators. EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 1.2.2017.

<sup>296</sup> Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions COM (2017) 57 final - Renewable Energy Progress Report. EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 1.2.2017.

<sup>297</sup> Report from the Commission to the European Parliament and the Council COM (2017) 56 final - 2016 assessment of the progress made by Member States in 2014 towards the national energy efficiency targets for 2020 and towards the implementation of the Energy Efficiency Directive 2012/27/EU as required by Article 24 (3) of the Energy Efficiency Directive 2012/27/EU. EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 1.2.2017.

medioambiente (EU Carbon Market Report<sup>298</sup>, 2nd Carbon Capture and Storage Report<sup>299</sup> y Fuel Quality Report<sup>300</sup>).

El mismo día de la publicación del Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía se emitió un Comunicado de prensa<sup>301</sup>, que con el título *“La transición energética de Europa está ya en marcha”* anunció que la modernización de la economía de la Unión Europea y la transición hacia una era con bajas emisiones de carbono ya eran una realidad. En el Comunicado se subraya que en términos de emisiones de gases de efecto invernadero, eficiencia energética y energías renovables, Europa va por buen camino hacia la consecución de sus objetivos de 2020.

En el Comunicado de prensa Miguel Arias Cañete, el Comisario encargado de la Acción por el Clima y la Energía, ha afirmado que: *“Europa avanza satisfactoriamente hacia el cumplimiento de los objetivos sobre clima y energía para 2020. A pesar de las incertidumbres geopolíticas que nos aquejan, Europa sigue adelante en su proceso de transición energética limpia. No hay otra alternativa. Los datos hablan por sí solos: las energías renovables son ya competitivas y, a veces, más baratas que las de combustibles fósiles, dan empleo a más de un millón de personas en Europa, atraen más inversiones que muchos otros sectores, y han permitido reducir las importaciones de combustibles fósiles en 16.000 millones EUR. Ahora Europa debe mantener este esfuerzo, en colaboración con sus socios, para liderar la transición hacia una economía más sostenible y competitiva.”*<sup>302</sup>

El Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía trae noticias muy positivas y optimistas, y señala que la UE en su conjunto ha seguido registrando progresos satisfactorios en el cumplimiento de los objetivos de la Unión de la Energía, y en particular de los energéticos y

---

<sup>298</sup> Report from the Commission to the European Parliament and the Council COM (2017) 48 final - Report on the functioning of the European carbon market. EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 1.2.2017.

<sup>299</sup> Report from the Commission to the European Parliament and the Council COM (2017) 37 final - on Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 1.2.2017.

<sup>300</sup> Report from the Commission to the European Parliament and the Council COM (2017) 49 final - Quality of petrol and diesel fuel used for road transport in the European Union (Reporting year 2014 and 2015). EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 1.2.2017.

<sup>301</sup> Página web: European Commission > Press releases database > Press Release details. Comisión Europea - Comunicado de prensa IP/17/161 - *“La transición energética de Europa está ya en marcha”*. Bruselas, 1 de febrero de 2017. (Consultada 30.4.2017. Last update: 20.2.2017.) [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-17-161\\_es.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-161_es.htm)

<sup>302</sup> Ibidem.

climáticos para 2020. Se destaca que el año 2016 ha sido un año de resultados, un año en el que la visión de la Estrategia marco de la Unión de la Energía se tradujo en iniciativas concretas, tanto legislativas como no legislativas. Aunque también se advierte que *“Europa no debe dormirse en los laureles”<sup>303</sup>*, ya que todavía queda mucho trabajo por hacer.

Entre los logros conseguidos se destacan el primer lugar importantes reducciones en el consumo de energía. El Segundo Informe, apoyándose en los datos del Informe de Progreso sobre Eficiencia Energética (Energy Efficiency Progress Report COM (2017) 56 final) que lo acompaña, resalta que la Unión Europea ya ha alcanzado su objetivo de consumo de energía final de 2020. La buena noticia es que en el consumo final de energía, Europa ya ha alcanzado su objetivo para 2020. En 2014 la UE consumió 1.062 Mtoe, lo cual ya está un 2,2% por debajo del objetivo indicativo de consumo de energía (1.086 Mtoe). Y el consumo final de energía entre 2005 y 2014 disminuyó un 11%.

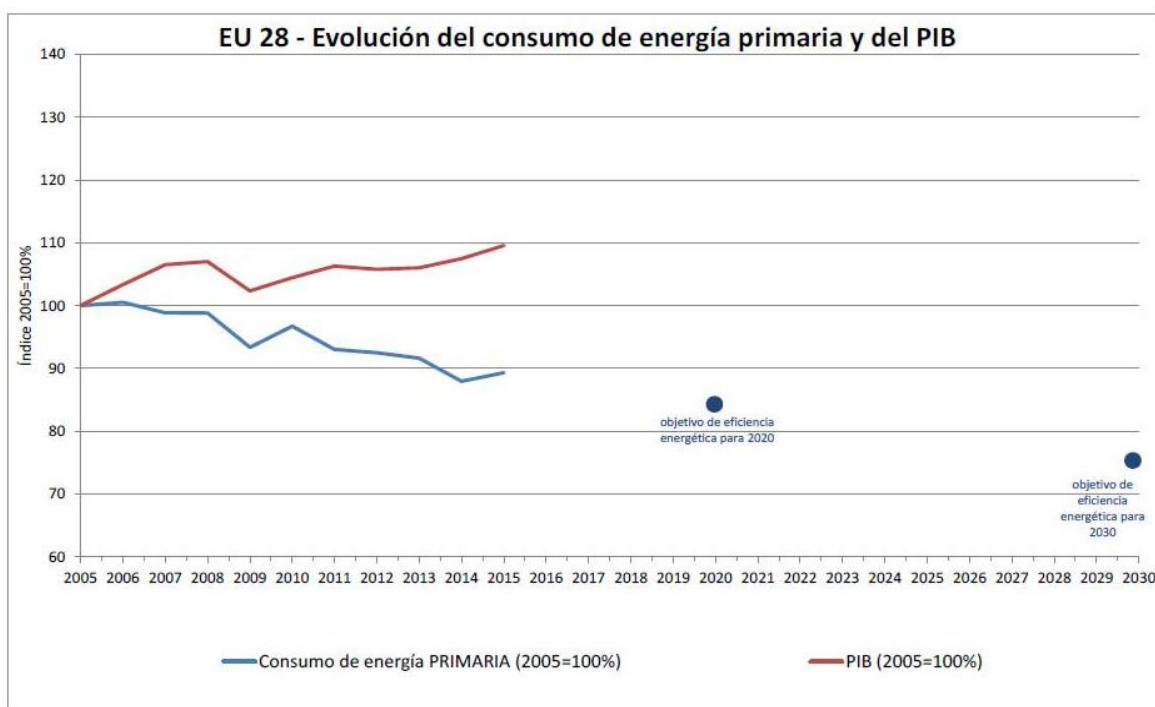
En lo que respecta al consumo de energía primaria, Europa no ha alcanzado todavía su objetivo de 2020, pero está en el buen camino. La noticia es que el consumo de energía primaria en 2014 sólo era un 1,6% superior (se consumieron 1.507 Mtoe) al objetivo europeo de consumo de energía primaria para 2020 (1.483 Mtoe). Sin embargo, se ha conseguido reducir el consumo de energía primaria en un 12% entre 2005 y 2014 (a pesar del ligero aumento registrado de 2014 a 2015.)

Esto indica que progresivamente se está consiguiendo disociar el crecimiento económico del aumento del consumo de energía. Como se muestra en el siguiente Gráfico nº 38, entre 2005 y 2014 el PIB creció en un 10%, mientras que el consumo de energía primaria se redujo en un 12%, como acaba de verse.

---

<sup>303</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 1.2.2017.

**Gráfico 38) Evolución del consumo de energía primaria y del PIB, UE 2005 - 2014:**



Nota: 2005 = 100%.

Fuente: Comunicación de la Comisión COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía.

El objetivo para el año 2020 relativo a las emisiones de gases de efecto invernadero (20% de reducción respecto a los niveles de 1990) también ya se ve cumplido. La buena noticia es que en 2015, las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE se situaron un 22% por debajo del nivel de 1990. (A pesar de un pequeño repunte de carácter temporal en 2015, las emisiones siguen una tendencia a la baja.)

Las emisiones de gases de efecto invernadero se situaron en 27 Estados miembros por debajo de sus límites anuales para 2013 y 2014 establecidos por la Decisión de reparto del esfuerzo<sup>304</sup>. Sólo las emisiones de Malta superaron el límite correspondiente.

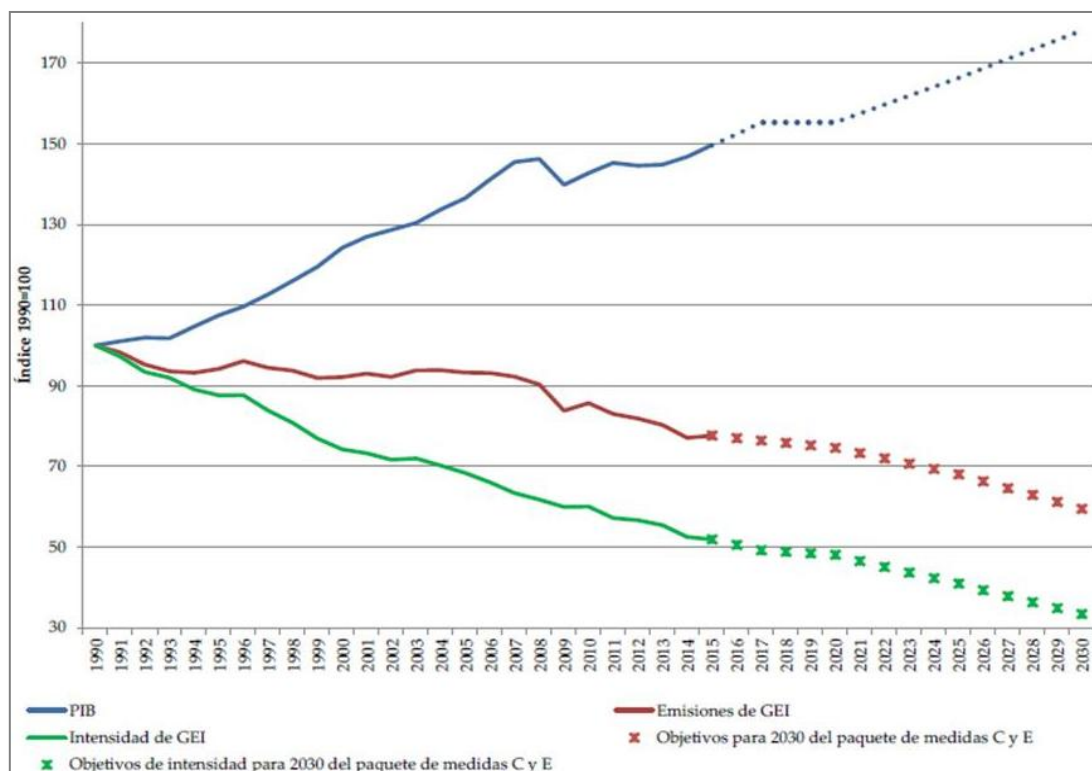
Además, se ha consiguiendo con éxito dissociar el crecimiento económico de las emisiones de gases de efecto invernadero. Según el Segundo Informe, durante el período 1990

<sup>304</sup> Decisión nº 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020.

De conformidad con la Decisión de reparto del esfuerzo (DRE), los Estados miembros tienen que cumplir límites anuales vinculantes de emisiones de gases de efecto invernadero en el período 2013-2020 en sectores no cubiertos por el régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea, como los edificios, el transporte, los residuos y la agricultura.

- 2015, el PIB combinado de la UE creció un 50%, mientras que las emisiones se redujeron en un 22%, como acabamos de ver. Esta tendencia se demuestra en el Gráfico nº 39, el cual resume la evolución del PIB y de las emisiones de gases de efecto invernadero.

**Gráfico 39) Evolución del PIB, de emisiones de GEI y de intensidad de GEI, UE 1990 - 2015:**



Nota: 1990 = 100%. GEI = Gases de efecto invernadero. Intensidad de emisiones de la economía = ratio Emisiones / PIB.

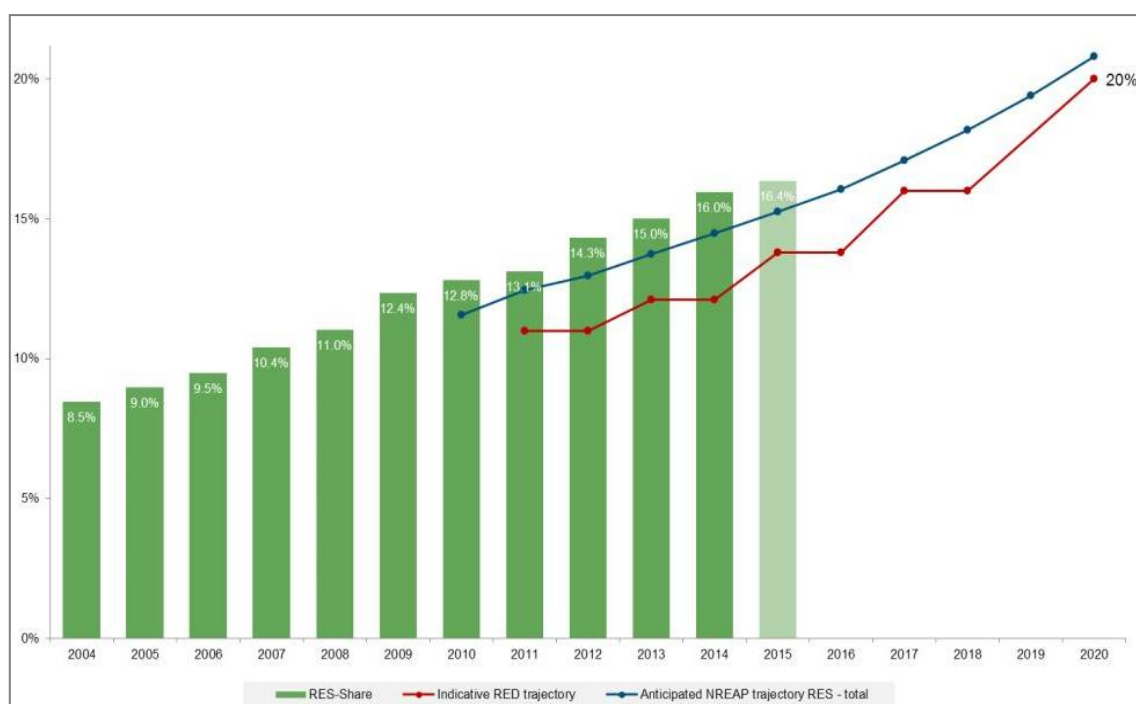
Fuente: Comunicación de la Comisión COM (2017) 53 final - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía.

En cuanto a las energías renovables, la Unión Europea va también por buen camino hacia la consecución del objetivo para el año 2020 (20% de participación en el consumo final bruto de energía), ya que de momento está superando todos los objetivos indicativos. En 2014, la participación de las fuentes de energía renovable (RES) alcanzó el 16% del consumo final bruto de energía. (La cuota media de las RES en el conjunto de la UE en el período 2013/2014 ascendió al 15,5%, muy por encima de la trayectoria indicativa del 12,1%.) En 2015, la participación de las RES se calcula en torno al 16,4% del consumo bruto de energía final, mientras que la trayectoria indicativa para el período 2015/2016 es del 13,8%<sup>305</sup>. En el Gráfico nº 40 podemos ver la

<sup>305</sup> En su Anexo I, la DIRECTIVA 2009/28/CE sobre energía renovable establece una fórmula para calcular la trayectoria indicativa de dos años como media para cada Estado miembro. Se puede derivar de la fórmula

evolución positiva de la participación de las RES, junto con los objetivos indicativos derivados de la Directiva de Energías Renovables y de los Planes Nacionales de Acción para las Energías Renovables:

**Gráfico 40) Participación de las RES en la UE vs. trayectorias de la Directiva de Energías Renovables (RED) y de los Planes Nacionales de Acción para las Energías Renovables (NREAP):**



Fuente: Informe del Öko-Institut sobre las energías renovables. En Report from the Commission COM (2017) 57 final - Renewable Energy Progress Report.

Europa en su conjunto está presentando buenos resultados en el despliegue de las energías renovables. En 2011, las energías renovables contribuyeron en el 21,7% a la generación de la electricidad de la UE. Tres años más tarde, esta cifra alcanzó el 27,5% y se espera que pueda subir hasta el 50% en 2030. Los esfuerzos iniciales de la UE para promover el uso de las RES facilitaron este crecimiento continuo que dio lugar a la reducción de los costes de las tecnologías renovables - los precios de los módulos fotovoltaicos cayeron en un 80% entre finales de 2009 y finales de 2015. Las energías renovables se han vuelto competitivas en función de los costes, y a veces incluso más baratas que los combustibles fósiles. Además, el sector de las energías renovables desempeña un papel clave para la economía de la UE, con una facturación

---

una trayectoria indicativa para la UE-28 en su conjunto. Sin embargo, esta extrapolación se presenta únicamente con fines ilustrativos y carece de valor jurídico, es decir, la UE en su conjunto no tiene ninguna trayectoria indicativa de RES en el marco de la Directiva sobre energías renovables.



de alrededor de 144.000 millones de euros en 2014<sup>306</sup>. (Su contribución estimada al ahorro de las importaciones de combustibles fósiles en 2015 fue de 16.000 millones de euros y se prevé que sea de 58.000 millones de euros en 2030.) También en 2014, más de 1 millón de personas estaban empleadas en el sector de las energías renovables y 2,4 millones de europeos estaban empleados en sectores que ofrecen productos y servicios de eficiencia energética. Por último, las energías renovables desempeñan un papel importante para hacer de la UE un líder mundial en la innovación. Con un 30% de las patentes mundiales en energías renovables, la UE ha sido pionera en este campo y se ha comprometido a dar prioridad a la investigación y la innovación para impulsar aún más la transición energética<sup>307</sup>. Las últimas cifras, correspondientes a 2014, muestran que el total de la inversión en investigación e innovación (pública y privada) en EU-28 ha aumentado un 22 % desde 2010 en las prioridades de investigación e innovación de la Unión de la Energía<sup>308</sup>.

En cuanto a la seguridad energética, el Anexo 2 del Informe subraya que en 22 Estados miembros la dependencia total de las importaciones netas disminuyó entre 2005 y 2014, lo que indica una mejora de la seguridad energética. Esta tendencia positiva se vio favorecida por el aumento de la producción de energía autóctona procedente de las RES (por ejemplo, en Austria, Estonia, Irlanda, Italia, Letonia, Portugal o España) y por la disminución de la demanda global de energía, gracias a mejoras de la eficiencia energética.

En cuanto a la infraestructura, el Informe destaca que en el año 2016 se pusieron en funcionamiento importantes proyectos de interconexión y se reforzó considerablemente la cooperación regional. Se inició la construcción de nuevos interconectores, como el gasoducto transadriático (TAP), que forma parte del Corredor Meridional de Gas, y se firmaron convenios de financiación para el interconector entre Finlandia y Estonia (el denominado “Balticconnector”), y para el gasoducto a través de Bulgaria, Rumanía, Hungría y Austria (denominado “BRUA”). Y también han entrado en funcionamiento nuevas terminales de GNL en

---

<sup>306</sup> European Commission > Press releases database. European Commission - Fact Sheet, MEMO/17/163. Renewables: Europe on track to reach its 20% target by 2020. Brussels, 1 February 2017.

<sup>307</sup> Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions COM (2017) 57 final - Renewable Energy Progress Report. EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 1.2.2017.

<sup>308</sup> Anexo de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía COM (2017) 53 final ANNEX 2 - Las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: observaciones sectoriales a nivel de los Estados miembros y de la Unión Europea. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 1.2.2017.

Polonia, Francia y Finlandia, lo que implica nuevas oportunidades de mercado, así como una mejora de la seguridad del suministro del gas natural.

Entonces, como se desprende de los datos presentados relativos al consumo energético, a las emisiones de gases de efecto invernadero y a la participación de las RES, la descarbonización de la economía europea ya está en marcha y surte unos resultados tangibles y muy positivos. Pero eso no es todo, la UE sigue trabajando continuamente para poner en marcha otras iniciativas nuevas, tanto legislativas como no legislativas, con el fin de dejar definitivamente atrás la economía dependiente de los combustibles fósiles. Entre las iniciativas más destacables podemos mencionar las siguientes:

En 2016, la Comisión presentó la Estrategia europea a favor de la movilidad de bajas emisiones [COM (2016) 501 final]<sup>309</sup>, con el objetivo de una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del transporte, como mínimo, del 60% respecto a los niveles de 1990, de aquí a 2050.

Inmediatamente después de la entrada en vigor del Acuerdo de París, la Comisión adoptó el Paquete de medidas sobre Energía limpia [COM (2016) 860 final], el cual comprende la Comunicación de la Comisión titulada Energía limpia para todos los europeos<sup>310</sup>, y dos Anexos - Acelerar el recurso a energía limpia en los edificios<sup>311</sup>, y Medidas para impulsar la transición hacia una energía limpia<sup>312</sup>.

---

<sup>309</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones COM (2016) 501 final - Estrategia europea a favor de la movilidad de bajas emisiones; {SWD(2016) 244 final}. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 20.7.2016.

<sup>310</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones COM (2016) 860 final - Energía limpia para todos los europeos. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 30.11.2016.

<sup>311</sup> Anexo de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones - Energía limpia para todos los europeos COM (2016) 860 final ANNEX 1 - Acelerar el recurso a energía limpia en los edificios. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 30.11.2016.

<sup>312</sup> Anexo de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones - Energía limpia para todos los europeos COM (2016) 860 final ANNEX 2 - Medidas para impulsar la transición hacia una energía limpia. COMISIÓN EUROPEA; Bruselas, 30.11.2016.

Además, la Comisión elaboró una propuesta de refundición de la Directiva Sobre la promoción del uso de energía procedente de fuentes renovables<sup>313</sup>. Y es que, según la Comisión, para alcanzar el objetivo de la UE de al menos el 27% de participación de las RES en 2030, se exige un cambio del marco de las políticas al nivel de la Unión, y nuevas medidas al nivel nacional y regional. (Las proyecciones indican que las políticas actuales de los Estados miembros y de la UE, si no se ponen en práctica nuevas medidas, sólo conducirían aproximadamente al 24,3% del consumo de energía renovable en 2030. Este nivel estaría por debajo del 27% del objetivo vinculante establecido.)

Se elaboró asimismo una nueva propuesta relativa a la configuración del mercado eléctrico, la cual permitiría a los consumidores participar plenamente en el mercado y ofrecería medidas adicionales para proteger a los consumidores vulnerables, evitar los cortes de suministro y luchar contra la pobreza energética. Se trata de la Propuesta de Directiva COM (2016) 864 final - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (versión refundida)<sup>314</sup>, acompañada por la Propuesta de Reglamento COM (2016) 861 - Sobre el mercado interior de la electricidad (refundición)<sup>315</sup>.

La Comisión también anunció la intención de poner en marcha en 2017 una campaña de sensibilización de los consumidores para animarlos a participar en la evolución del mercado energético y a beneficiarse de ella. Además, está previsto que para finales de 2017 empezaría a funcionar el Observatorio de la pobreza energética, para ayudar a los Estados miembros a hacer un seguimiento de la pobreza energética y a tomar medidas para luchar contra este problema.

Y finalmente, para impulsar la transición hacia una energía limpia y modernizar la economía europea, y con el fin de acercar la Unión de la Energía a los ciudadanos, la Comisión ha puesto en marcha una gira de la Unión de la Energía por todos los Estados miembros. El Vicepresidente Šefčovič está ahora visitando ciudades europeas con el objetivo de dialogar con los agentes nacionales, pero sobre todo con los ciudadanos europeos. Porque, para tener éxito,

---

<sup>313</sup> Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council COM (2016) 767 final 2016/0382 (COD) - on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 30.11.2016

<sup>314</sup> Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo COM (2016) 864 final 2016/0380 (COD) - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (versión refundida). COMISIÓN EUROPEA Bruselas, 23.2.2017.

<sup>315</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council COM (2016) 861 2016/0379/COD - on the internal market for electricity (recast). EUROPEAN COMMISSION; Brussels, 30.11.2016.

Europa necesita el compromiso pleno de todos los ciudadanos, convencidos de la necesidad de participar en la transición energética.

A modo de conclusión, podemos afirmar que los esfuerzos hechos por parte de las instituciones europeas, así como el firme compromiso con la búsqueda de soluciones a los problemas, a los desafíos y a los retos de cara al futuro, han sido considerables en los últimos años. Se ha trabajado mucho para hacer que la UE salga de la crisis reforzada y encaminada hacia un futuro esperanzador. El objetivo de tener una economía fuerte, competitiva y respetuosa con el medioambiente, así como el objetivo de tener una energía limpia, segura, eficiente y a precios asequibles, se está haciendo realidad.

Como se desprende de las iniciativas y de los documentos analizados a lo largo de este último Capítulo, las actuaciones y las medidas emprendidas desde la UE últimamente están teniendo frutos. Si bien las deficiencias y los puntos débiles identificados al principio eran muchos, ahora la transición hacia una economía competitiva e hipocarbónica se está mostrando como viable, real, y se están dando unos pasos decisivos para su consecución.

Y es que, como hemos visto, el alcance de los objetivos establecidos para el año 2020 de la eficiencia energética está en buen camino, los objetivos de las energías renovables ya se ven cumplidos, y los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero también.

Aunque con esto no se puede considerar el trabajo por concluido y la UE no puede dormirse en los laureles, porque todavía queda mucho camino por recorrer. Hace falta, sobre todo, proseguir en la tarea urgente de adaptar la infraestructura energética al futuro (el *hardware* - y es que los niveles de interconexión y del flujo transfronterizo de la electricidad y del gas natural todavía no alcanzan resultados óptimos), de armonizar la normativa nacional y las normas técnicas de los Estados miembros (el *software*), de observar de manera más estricta la normativa de la competencia y promover la competencia efectiva en los mercados energéticos (en algunos Estados miembros todavía operan más bien pocas empresas en los mercados de la electricidad y del gas natural), de incrementar la inversión en I+D+i (para convertirse en el líder mundial de las tecnologías nuevas y renovables), y de mejorar el funcionamiento del mercado minorista de la electricidad y del gas natural (para que los consumidores domésticos y las PYMEs también puedan beneficiarse de la bajada de precios que se observa en el mercado mayorista).



## **8.4) Conclusiones de la Tesis:**

Para finalizar y concluir este trabajo, nos queda por delante una última tarea - resumir las conclusiones a las que hemos ido llegando a lo largo de las páginas de la presente Tesis Doctoral. En este último y final epígrafe nos dedicaremos, por lo tanto, a la recapitulación de las principales ideas y de los principales hallazgos que han ido surgiendo durante su elaboración. Las conclusiones finales se presentarán en orden cronológico, tal y como han ido apareciendo en los sucesivos Capítulos de la Tesis.

Se destacarán primero los puntos más importantes relativos a la relevancia de la energía en el conjunto de la Unión Europea - tanto la gravedad de la situación energética en general, como las cuestiones problemáticas relativas a las fuentes de energía tradicionales, y finalmente las oportunidades que nos brindan las energías procedentes de fuentes de energía renovables.

A continuación, resumiremos el difícil camino hacia la Política Energética de la Unión Europea y los hitos más importantes en el proceso de su creación - desde los inicios (los Tratados fundacionales), pasando por los documentos cruciales emitidos por las instituciones europeas, hasta el nacimiento de la Política Energética de la UE y sus actuales fundamentos jurídicos en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. También resaltaremos los programas energéticos que ahora están en marcha.

Consiguientemente expondremos las conclusiones referentes a la configuración del mercado energético de la UE - tanto del mercado de la electricidad, como del mercado del gas natural, poniendo acento en los tres paquetes de medidas liberalizadoras acometidas en dichos mercados. Y desde la regulación pasaremos a la competencia - resumiremos especialmente los problemas relacionados con la competencia en el sector energético de la UE, y las observaciones resultantes de las investigaciones sectoriales sobre la competencia en los mercados de gas y de electricidad emprendidas por la Comisión. Destacaremos las conclusiones relativas a los precios de la electricidad y del gas natural en la UE, y a la concentración de los dos mercados objeto de análisis.

Y finalmente volveremos a hacer hincapié en los proyectos para el futuro que se están llevando a cabo recientemente desde la UE, y en el balance final de las iniciativas, actuaciones y medidas emprendidas con el fin de asegurar un futuro esperanzador para todos los ciudadanos de la Unión Europea.



## **I. La importancia de la energía es indudable:**

La energía es un medio de importancia vital, sin ella las sociedades modernas difícilmente podrían desenvolverse y disfrutar de los niveles de vida actuales. Hacemos uso de la energía en prácticamente todas las actividades cotidianas. Pero la energía no es necesaria solamente para la vida de los ciudadanos, sino también para la producción de las industrias, para el desarrollo de las economías y, por ende, para el funcionamiento de los Estados y de la propia Unión Europea. Y consiguientemente, el acceso a una energía abundante, segura y asequible es una condición para el bienestar de los ciudadanos, la competitividad de las economías y la seguridad de los Estados - la Unión Europea es plenamente consciente de ello.

## **II. La situación energética es preocupante - consumimos mucho, producimos poco, importamos cada vez más:**

Pero la situación energética en la que los europeos nos encontramos actualmente, no es de las más optimistas. La Unión Europea tiene una economía muy intensiva energéticamente, por lo que el consumo de energía está en niveles muy altos (en 2014 el Consumo Interior Bruto de energía ha sido de 1.605 Mtoe y el Consumo Final de Energía ha sido de 1.062 Mtoe). Otro problema es que más de la mitad de la energía consumida procede de las fuentes fósiles (concretamente, en 2014 el carbón, el petróleo y el gas natural supusieron el 72,5% del Consumo Interior Bruto y el 65,8% del Consumo Final de Energía). Pero la producción autóctona de las fuentes de energía fósiles está en niveles muy bajos y sigue decayendo. En consecuencia, para satisfacer nuestras necesidades, tenemos que importar la energía desde el exterior, cada vez en mayor medida. La dependencia energética exterior es como se denomina este hecho (y la tasa de dependencia en 2014 ha sido del 53,5% - es decir, más de la mitad de la energía que utilizamos, tenemos que importarla desde el exterior). Nuestro principal proveedor de energía es Rusia (en 2014 importamos desde Rusia el 37,5% del gas natural, el 30,4% del petróleo y el 29% del carbón que consumimos). Además, las fuentes fósiles son las principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero y, consiguientemente, de la degradación medioambiental y del calentamiento global. Entonces, la configuración actual del uso de la energía en el seno de la UE no es sostenible a largo plazo.

## **III. La energía nuclear forma parte del panorama energético:**

La energía nuclear forma parte del panorama energético europeo desde los años cincuenta y, a pesar de que no todos los Estados miembros recurren a ella, tiene bastante peso en nuestro "mix energético". Concretamente, hay un total de 128 reactores nucleares en 14 Estados

miembros. Y en 2014 el 28,8% de la energía primaria producida dentro de la UE procedía de las centrales nucleares (es la fuente de energía con más aportación a la producción), igual que el 27,5% de la electricidad generada. Algunos Estados miembros confían mucho en la energía nuclear (en Francia el 76% de electricidad tiene origen nuclear), mientras que otros han decidido no utilizar esta fuente de energía (por ejemplo Austria, Italia, Suecia o Dinamarca), o apartarse de ella progresivamente (por ejemplo España, Bélgica y recientemente también Alemania). Este hecho se debe a que en la sociedad europea existe un debate abierto acerca de la conveniencia, o no, del uso de la energía nuclear (este debate siempre ha existido, pero actualmente se ha acentuado después del accidente nuclear de la central de Fukushima). Y es que el uso de la energía nuclear presenta unas ventajas importantes - no genera emisiones de gases de efecto invernadero, reduce la dependencia de las fuentes de energía fósiles y la dependencia energética exterior. Pero también unas serias desventajas - un posible accidente nuclear supondría grave peligro para la seguridad y la salud humana, y los residuos nucleares actualmente no tienen una solución plenamente satisfactoria. Pero, en definitiva, la utilización, o no, de la energía nuclear depende de la decisión de los Estados miembros - la Unión Europea no puede establecer directrices al respecto. Lo que sí puede, y efectivamente lo hace, es establecer normas comunes acerca de la seguridad nuclear y la no proliferación (a través de Euratom), e invertir en programas de I+D en el ámbito nuclear (el más destacable es el proyecto internacional de demostración de fusión nuclear ITER y la Empresa Común Europea "*Fusion for Energy*").

#### **IV. Las energías renovables son parte de la solución:**

Las fuentes de energía renovables (RES), desde hace años, forman parte inherente del panorama energético europeo - entre ellas pertenecen la energía hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, geotérmica, mareomotriz, pero también la biomasa. Las RES contribuyen cada vez en mayor medida tanto a la producción energética (el 24,9% de la producción en 2014), como a la generación de electricidad (el 29,2% de la electricidad generada - las RES han llegado a superar a la energía nuclear y han ganado el primer puesto). La UE hace mucho hincapié en las RES, ya que ayudan en una gran medida a la consecución de los objetivos energéticos y medioambientales europeos - ayudan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, reducen la dependencia energética exterior y la dependencia de las fuentes fósiles, y disponemos de ellas de manera ilimitada. La UE apuesta por las RES como por una de las soluciones al problema energético de cara al futuro. Por eso, se ha fijado el objetivo concreto del 20% de participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía para el año 2020 (cada Estado miembro tiene sus propios objetivos nacionales - los cuales varían desde el

10% para Malta, hasta el 49% para Suecia - dependiendo de su punto de partida y de sus condiciones climáticas y geográficas). Y finalmente, la normativa europea en vigor relativa a las RES es la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

## **V. La energía está presente desde los inicios de la UE:**

La energía protagoniza un papel de indudable importancia dentro de la Unión Europea y ha estado presente desde sus mismos orígenes. En realidad, la energía ha sido una de las bases sobre las que se edificaron los cimientos de lo que la UE es actualmente - con la creación de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA) en 1951 tras la firma del Tratado de París, se puso en común la producción y el suministro del carbón - entonces principal fuente de energía - y se instauró el mercado común de esta mercancía/fuente de energía. Seis años después, tras la firma de los Tratados de Roma en 1957, entró en el escenario común la energía nuclear - se creó la Comunidad Europea de Energía Atómica (CEEa o Euratom), junto con la Comunidad Económica Europea (CEE). Luego a partir de los años 70, coincidiendo con la crisis de los precios de petróleo, los representantes europeos entendieron que había que profundizar en las actuaciones comunitarias relativas a las demás fuentes de energía y a la cuestión energética en sí. Ya en estas fechas apareció la idea de la creación de una Política Energética Europea (en la Resolución del Consejo, relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad, de 1974). Pero entonces no existía una base jurídica común que regulase la energía, por lo que había que legislar siempre en materias conexas (mercado interior, redes transeuropeas, política de competencia, investigación, etc.) y las primeras actuaciones adoptaban la forma de Resoluciones del Consejo o la de Recomendaciones del Consejo o de la Comisión.

## **VI. El camino hacia la Política Energética de la UE fue largo y difícil:**

El camino hacia el establecimiento de la Política Energética de la UE ha sido largo y complicado. Y es que las decisiones energéticas, dada su importancia estratégica, eran entendidas como una cuestión de soberanía nacional y los Estados miembros eran bastante reticentes a la hora de ceder parte de su poder en este ámbito. Pero con el paso del tiempo los problemas se empezaron a acentuar e incluso los gobiernos nacionales se dieron cuenta de la gravedad de la situación energética y de la necesidad de crear un enfoque común y actuar conjuntamente. A partir de los años 90 empezamos a presenciar un nuevo impulso y unos primeros pasos concretos hacia la creación de esta política común. Primero, en 1994 la UE concluyó el Tratado sobre la Carta de la Energía, que es un acuerdo de cooperación internacional en el ámbito de la energía entre los países del Este y del Oeste (entendido como una señal inequívoca del fin de la

Guerra Fría), en el que la UE destacó por su papel impulsor del acuerdo. Y a continuación la Comisión elaboró una serie de documentos cruciales con el objetivo claro de propulsar la creación de la Política Energética de la UE.

## **VII. El Libro Blanco de 1995 fue el primer hito:**

El primer hito ha sido la publicación del Libro Blanco titulado “Política Energética para la UE”, del año 1995. En este documento se destaca que la energía - dada su importancia estratégica para el desarrollo de la sociedad, de la política, de la economía, para la creación de empleo y para el funcionamiento de la industria - debería ser objeto de la regulación por parte de las autoridades públicas, especialmente en lo que se refiere a la competitividad económica (se menciona sobre todo el precio de la energía como elemento clave que influye en la productividad, y por ende también en la convergencia económica y social en la UE), la seguridad del abastecimiento (la diversificación y la flexibilidad en el suministro) y la protección medioambiental. Con esto surgieron los tres pilares que hasta el día de hoy sustentan toda la actuación europea en el ámbito energético - los objetivos de la competitividad, seguridad y sostenibilidad. En el documento la Comisión asimismo mantiene que, si se quiere llegar a una consecución efectiva de estos objetivos, es necesario que las políticas en el ámbito energético sean definidas al nivel de la Unión Europea. El Libro Blanco destaca por su importancia, ya que por primera vez llamó la atención sobre la problemática situación energética trazando todos los puntos débiles y los desafíos del momento y también los previstos para el futuro, y señaló los pasos a seguir por parte de la UE, conjuntamente.

## **VIII. Los Libros Verdes marcaron el camino:**

A continuación, se elaboró también una serie de Libros Verdes, con el mismo objetivo de impulsar la definitiva creación de la Política Energética de la UE. Destaca el Libro Verde titulado “Estrategia Europea para la Seguridad del Abastecimiento” del año 2000, el Libro Verde sobre la Eficiencia Energética, subtítulo “*cómo hacer más con menos*”, del año 2005, y el Libro Verde titulado “Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura” del año 2006. En los primeros dos Libros Verdes se subraya la necesidad de emprender actuaciones conjuntas en varios campos concretos, y en el último documento la Comisión ya incita directamente a todos los Estados miembros de la UE a que unifiquen sus políticas energéticas nacionales y a que pongan todos los medios en común y creen una verdadera Política Energética Europea. Consiguientemente se abrió un período de consulta, durante el cual la Comisión recibía reacciones y aportaciones de distintos actores implicados. Y vistos los resultados, la Comisión en

2007 emitió su Comunicación titulada “Una Política Energética para Europa”. Fue el paso decisivo hacia la efectiva puesta en marcha de dicha política común.

### **IX. El Tratado de Lisboa por fin estableció la Política Energética de la UE:**

El punto de inflexión vino con la entrada en vigor del Tratado de Lisboa en 2009. Como resultado, en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) por primera vez se recogen de manera directa y explícita las actuaciones de la UE en la materia energética en un texto legal originario. El Artículo 4 del TFUE incluye la energía en la lista de las competencias compartidas entre la UE y los Estados miembros. Y el Artículo 194 del TFUE establece la Política Energética de la Unión Europea y en el apartado 1 define sus objetivos:

*“En el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, la Política Energética de la Unión tendrá por objetivo, con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros:*

- a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;*
- b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión;*
- c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y*
- d) fomentar la interconexión de las redes energéticas.<sup>316</sup>”*

En el apartado 2 se fija el procedimiento por el que se adoptarán las decisiones, que por regla general será el procedimiento legislativo ordinario - se requiere la mayoría cualificada en el Consejo (consultando previamente al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones). Y se mantiene la cláusula de la soberanía de los Estados miembros en tres puntos concretos, en los se les deja la competencia exclusiva - las condiciones de explotación de recursos naturales, la elección de fuentes de suministro, y la estructura general del abastecimiento.

Con esto, finalmente, se cierra el largo período que hubo que esperar desde la primera formulación de la “*la necesidad y urgencia de una Política Energética Comunitaria*”<sup>317</sup> en 1974.

### **X. El mercado interior de la energía tiene que instaurarse:**

Uno de los objetivos de la Política Energética de la UE es garantizar el funcionamiento del mercado interior de la energía. Y es que ya en el Acta Única Europea de 1986, los Estados

---

<sup>316</sup> VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA, Diario Oficial de la Unión Europea, C 326/47, 26.10.2012, ES. Artículo 194.

<sup>317</sup> Resolución del Consejo, de 17 de septiembre de 1974, relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad; Diario Oficial n° C 153 de 09/07/1975.

miembros se comprometieron a crear el mercado interior para el 1 de enero de 1993. En este mercado interior las mercancías, los servicios, las personas y el capital deberían gozar de las llamadas “libertades comunitarias” - y la energía también debería formar parte del mercado común y debería circular libremente y en igualdad de condiciones por el territorio de la UE. Pero en el caso de la electricidad y del gas natural (la creación del mercado común del carbón data ya de los años 50) la consecución de un mercado común no fue una tarea fácil. El problema es la propia estructura del sistema eléctrico y gasista, ya que en las fases del transporte y de la distribución de electricidad y del gas natural se trata de industrias de red (“*network industries*”), las cuales presentan una característica común – la aparición de monopolios naturales (cuando una única empresa es capaz de proporcionar el servicio de manera más efectiva que si hubiera más empresas competidoras en el mercado - en el caso del cableado eléctrico y de la tubería de gas existe una única infraestructura, ya que la duplicación de las redes sería innecesaria e ineficiente). Apareció entonces en el mercado eléctrico y del gas natural una estructura monopolística, donde las empresas integradas verticalmente dominaban el mercado y además, en la mayoría de los casos, eran de propiedad estatal. El cambio vino a partir de los años 90, cuando presenciamos el auge de la tendencia mundial liberalizadora, la que dio el impulso para cambiar la forma de organización de las industrias energéticas - abandonar el modelo de un monopolio integrado (a menudo propiedad del gobierno central), para dar el paso a una estructura verticalmente desintegrada, en propiedad privada y operada dentro de un mercado competitivo.

#### **XI. Los tres paquetes de medidas liberalizadoras introdujeron cambios importantes en el mercado eléctrico y del gas natural:**

Desde los años 90 entonces la UE empezó a proceder a las reformas del sector energético, con el fin de instaurar el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Concretamente, el establecimiento del mercado interior de dichas comodidades se ha configurado en tres etapas - se han adoptado tres paquetes de medidas liberalizadoras - con el objetivo de cambiar la estructura y la organización del sector y de introducir de forma progresiva y gradual elementos de liberalización y competencia en las actividades eléctricas y gasistas de los Estados miembros. El primer paquete de medidas comprendió la Directiva 90/377/CEE relativa a transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad, la Directiva 90/547/CEE relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes, y la Directiva 91/296/CEE relativa al tránsito del gas por las grandes redes (se trata de los primeros pasos que tuvieron por objetivo preparar el sector a las medidas liberalizadoras que vinieron unos años después), y consiguientemente la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la



electricidad, y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. El segundo paquete de medidas se compuso de la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, y de la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE. También se aprobaron dos Reglamentos - el Reglamento (CE) nº 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y el Reglamento (CE) nº 1775/2005 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. En el tercer paquete de medidas encontramos la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, y la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE; y tres Reglamentos - el Reglamento (CE) nº 714/2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003, el Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005, y el Reglamento (CE) nº 713/2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

## **XII. La configuración del mercado energético liberalizado garantiza su buen funcionamiento:**

Las reformas comprendidas en los tres sucesivos paquetes de medidas - con el objetivo de instaurar el mercado interior de la electricidad y del gas natural, garantizar su efectivo funcionamiento, organizar su apertura, introducir competencia en las fases no relacionadas con las redes, asegurar una gestión efectiva y transparente de las redes y garantizar el acceso de terceros a éstas, y en definitiva, conseguir la libre circulación de la electricidad y del gas natural por el territorio de la UE en igualdad de condiciones, y la seguridad y calidad del suministro y unos precios razonables para los consumidores - introdujeron las siguientes novedades:

- Separación de las fases de red (transporte y distribución - las fases reguladas) y las fases no relacionadas con la red (producción y comercialización - las fases competitivas).
- Introducción de competencia efectiva en las fases no relacionadas con la red.
- Designación de gestores independientes de las redes - para garantizar una gestión eficiente, transparente y no discriminatoria.
- Garantía del acceso de terceros a las redes (ATR) - para que las empresas competidoras puedan acceder a la infraestructura en igualdad de condiciones.
- Separación vertical ("*unbundling*") de las empresas integradas verticalmente - para eliminar comportamientos anticompetitivos y conflictos de intereses. Existen tres

opciones - la separación patrimonial (que es la separación más efectiva - no es exigible sino opcional); la designación del gestor de red independiente ("*Independent System Operator*" - ISO); o la designación del gestor de transporte independiente ("*Independent Transmission Operator*" - ITO).

- Creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).
- Designación de una única autoridad reguladora al nivel nacional - para poder cooperar de manera más efectiva con la ACER.
- Apertura del mercado para los consumidores industriales a partir de 2004 y para los consumidores domésticos a partir de 2007.
- Establecimiento de las obligaciones del servicio público universal a las compañías energéticas - obligaciones mínimas relativas a la seguridad del suministro, la regularidad y la calidad, el precio del suministro, la protección del medio ambiente, la eficiencia energética.
- Protección de los derechos de los consumidores - para que éstos puedan elegir libremente a su proveedor (independientemente del Estado miembro en el que esté registrado) y cambiarlo fácilmente en el plazo de tres semanas, y para que puedan disponer de la información acerca de su consumo. Protección especial a los clientes vulnerables - para eliminar la "pobreza energética".
- Creación de la figura del Defensor del pueblo para la energía - un organismo de defensa del consumidor de energía independiente - para que ayude a los usuarios en caso de litigio con las empresas energéticas.
- Fomento de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y de la generación distribuida.
- Desarrollo de la capacidad de transporte de energía transfronterizo - construcción de la infraestructura necesaria (las interconexiones transfronterizas) para asegurar el flujo efectivo de la energía entre los Estados miembros.

Según acordó el Consejo Europeo de marzo de 2011, la consecución del mercado interior energético - efectivo, operativo y competitivo - estaba prevista para finales del año 2014.

### **XIII. La Política de Competencia ha sido imprescindible desde los inicios:**

Aparte de la regulación de la energía comprendida en los tres paquetes de medidas, para el efectivo funcionamiento del mercado interior energético hace falta también la aplicación y la observancia de la normativa europea de competencia. La competencia ha estado presente, igual que la energía, ya en los tratados fundacionales de lo que hoy es la Unión Europea (el Tratado

CECA y el TCEE). Y es que la existencia de una competencia efectiva es una de las condiciones básicas para el buen funcionamiento de los mercados. Desde la UE se ha velado por la creación y el buen funcionamiento del mercado común desde los inicios, por lo que la defensa de la competencia siempre ha formado parte inherente de las políticas europeas, y progresivamente se ha desarrollado una Política de Competencia de la UE. El objetivo de la Política de Competencia es el de evitar distorsiones del mercado causadas por los comportamientos anticompetitivos por parte de las empresas (tales como el abuso de la posición dominante, la fijación de precios, el reparto del mercado, los acuerdos colusorios, y todo tipo de prácticas, cuya finalidad es la de eliminar a los competidores del mercado y hacerse con el excedente del consumidor). Pero también se ha introducido la necesidad de vigilar el falseamiento de la competencia por parte de los propios Estados miembros (favorecimiento a determinadas empresas o sectores a través de la concesión de ayudas estatales injustificadas).

#### **XIV. La observancia de la normativa de la competencia es necesaria:**

Los fundamentos jurídicos de la Política de Competencia estriban en los Artículos 101 - 109 del TFUE (antiguos Artículos 81 - 89 del TCE / o todavía más antiguos Artículos 85 - 94 del TCEE), ubicados dentro del Título VII - *Normas comunes sobre competencia, fiscalidad y aproximación de las legislaciones*, cuyo Capítulo 1 se dedica a las *Normas sobre competencia*. Concretamente, el Art. 101 del TFUE regula los acuerdos entre las empresas y las prácticas concertadas - establece la prohibición total de los acuerdos contrarios a la competencia, de manera que quedan prohibidos y son nulos de pleno derecho - se refiere a todos los acuerdos entre empresas que socaven o puedan socavar la competencia y que puedan afectar al comercio entre los Estados miembros, y que tengan por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del mercado interior (pero también se añaden excepciones en el apartado 3). El Art. 102 del TFUE establece la prohibición total del abuso de posición dominante en el mercado - queda prohibida y se declara incompatible con el mercado interior. (En ambos casos se trata básicamente de las operaciones que consisten en fijación de precios, limitación o control de la producción, reparto del mercado o de las fuentes de abastecimiento, discriminación y trato desigual a terceros, etc.) El Art. 103 del TFUE establece que el Consejo podrá adoptar Directivas o Reglamentos para asegurar el cumplimiento de los primeros dos Artículos. El Art. 104 del TFUE establece que hasta la entrada en vigor de dichas Directivas y Reglamentos, las autoridades de los Estados miembros serán las responsables. El Art. 105 del TFUE establece la actuación de la Comisión ante los supuestos casos de infracción de lo dispuesto en los Art. 101 y 102. El Art. 106 del TFUE prohíbe mantener un trato contrario a la libre competencia por parte de los Estados miembros en relación con las empresas públicas. Y

finalmente los Art. 107 - 109 del TFUE establecen las normas relativas a las ayudas otorgadas por los Estados - en particular, se prohíben todas las ayudas estatales que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones (pero incluyendo también una serie de supuestos en lo que las ayudas estatales se justifican y obtienen una excepción).

Se ha aprobado también una serie de Reglamentos relativos a la competencia: el Reglamento (CE) nº 1/2003 - sobre las normas de competencia relativas a los acuerdos entre empresas, a las prácticas concertadas y al abuso de posición dominante (que sustituyó al Reglamento (CEE) nº 17/62); el Reglamento (CE) nº 139/2004 - sobre las concentraciones de empresas (que sucedió al Reglamento (CEE) nº 4064/89); y el Reglamento (CE) nº 773/2004 - sobre los procedimientos de la Comisión.

Es la Comisión Europea, a través de la DG COMP (Dirección General de la Competencia), la que tiene que velar por el cumplimiento y la correcta aplicación de la normativa europea de competencia, en estrecha y constante colaboración con las autoridades nacionales reguladoras (ANCs) de los Estados miembros.

#### **XV. La competencia en el mercado energético presenta dificultades:**

Las actuaciones desarrolladas en marco de la Política Energética (en concreto las medidas liberalizadoras introducidas en los tres paquetes de Directivas y Reglamentos relativos al mercado eléctrico y del gas natural) junto con la aplicación y la observancia de las normas establecidas en el marco de la Política de Competencia (en concreto la prohibición de prácticas concertadas, del abuso de posición dominante, de acuerdos entre empresas o de ayudas estatales que socaven o falseen la competencia), deberían garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior de la electricidad y del gas natural. Ante indicios sobre la subsistencia de algunas deficiencias, la Comisión llevó a cabo investigaciones sectoriales sobre la competencia en los mercados de gas y de electricidad. Los hallazgos de la Comisión - relativos a la fragmentación del mercado energético europeo y al insuficiente volumen del comercio transfronterizo efectivo entre los Estados miembros, a unos niveles demasiado altos de concentración de mercado, a las dificultades que algunos consumidores siguen teniendo para cambiar de proveedor, a la falta de transparencia, y a los precios que aún no eran suficientemente competitivos - han ayudado a la identificación de los puntos débiles y han llevado a la intensificación de los esfuerzos para la subsanación de éstos.

## **XVI. La Política Energética y la Política de Competencia conjuntamente generan resultados:**

Los resultados prácticos de la aplicación de la normativa relativa al mercado energético y de la normativa de competencia que se esperan, son los de la gestión independiente, eficiente y transparente de las redes por parte de los gestores nombrados a tal fin. Y la entrada de empresas competidoras en la fase de la generación y comercialización del suministro - con lo cual se reduciría la cuota de mercado, y consiguientemente el poder de mercado, de las empresas que inicialmente predominaban. El principal efecto que estos hechos deberían generar, es la reducción de precios de la electricidad y del gas natural. Por lo tanto, las variables que mejor testifican si la adopción de las medidas correspondientes efectivamente haya tenido los efectos deseados, son la variación del número de empresas que operan en el mercado, la variación de la cuota de mercado de las empresas principales, y la variación de precios de la electricidad y del gas natural para los consumidores industriales y domésticos.

## **XVII. Se confirma la entrada de empresas competidoras en el mercado energético:**

En cuanto al número de empresas que operan en el mercado eléctrico, se han observado mejoras. En la fase de la generación de electricidad, se ha observado una notable reducción de la cuota de mercado de la empresa generadora más importante en la mayoría de los Estados miembros de la UE (por ejemplo en Italia se pasó del 71,1% inicial al 27% actual). El número de las empresas generadoras principales (las que cubren al menos el 5% de la generación) aumentó en muchos de los Estados miembros. (Pero lo cierto es que en algunos países no hubo cambios y en unos cuantos casos hasta se registraron descensos.) En la fase de la comercialización de la electricidad, la evolución del número de empresas que operan en los mercados nacionales de los distintos Estados miembros, así como su cuota de mercado cumulativa, no presentan una tendencia clara. Lo que sí podemos apreciar, es la mejora de la situación de modo que ahora solamente en Grecia (junto con Malta y Chipre) existe una sola empresa mayoritaria que suministra electricidad a los usuarios.

En cuanto al número de empresas que operan en el mercado del gas natural, también se han observado mejoras. El número de las empresas comercializadoras principales (las que cubren al menos el 5% del consumo nacional del gas) efectivamente aumentó en el conjunto de la UE (el número de dichas empresas pasó de 81 en 2003 a 92 empresas en 2016 para toda la UE). Y el número total de todos los comercializadores de gas (incluidas las pequeñas empresas que cubren menos del 5% del consumo) alcanza en la mayoría de los países europeos unas cifras muy altas, siguiendo una evolución muy positiva (por ejemplo en Alemania existen 946

empresas, o en Italia aparecen 338 empresas). Entonces podemos efectivamente confirmar la entrada de más empresas en el mercado.

### **XVIII. Se confirma la bajada de precios para las industrias, pero no para los hogares:**

En cuanto a los precios de la electricidad, se ha analizado la variación de precios en el período 2008 - 2016 para los usuarios domésticos e industriales. La primera observación es que el rango de precios para los clientes domésticos es muy distinto de unos Estados miembros frente a otros - esto se debe también a la aplicación desigual de impuestos y recargos sobre la electricidad (por ejemplo en Bulgaria en el primer semestre de 2016 los consumidores domésticos pagaron 0,096 Euros/kWh, mientras que en Dinamarca pagaron 0,309 Euros/kWh). La variación de precios para los clientes domésticos en los últimos ocho años no presenta la evolución esperada - se registra una bajada de precios en el último año, pero no es así para los años anteriores en los que el precio no paraba de aumentar. Se registra una constante subida desde el inicio de la medición en 2008 (0,158 Eur/kWh) hasta 2015 (0,208 Eur/kWh), y luego en el último tramo de la medición se registra una ligera bajada de precios - en el año 2016, llegamos a los 0,206 Eur/kWh. Pero el precio actual se sitúa muy por encima del precio inicial.

Los precios de electricidad para los clientes industriales sí que siguieron la evolución esperada y deseada - la reducción de precios efectivamente llegó a registrarse. En el año 2008 la cifra inicial era de 0,088 Eur/kWh y a lo largo de la trayectoria aparecen subidas de precio - se registra un repunte en 2009 y luego en 2012, llegando al valor más alto, que es de 0,096 Eur/kWh - pero a partir de este momento presenciamos continuos descensos, hasta llegar a la cifra actual de 0,084 Eur/kWh en 2016, situándose el precio por debajo del valor inicial.

En cuanto a los precios del gas natural - se ha analizado igualmente la variación en el período 2008 - 2016 para los usuarios domésticos e industriales. Analizando los precios para los clientes domésticos, en primer lugar, observamos que también aparecen diferencias muy pronunciadas entre unos Estados miembros frente a otros (por ejemplo en Rumanía los hogares pagan 0,031 Eur/kWh, mientras que en Suecia pagan 0,118 Eur/kWh). Para los usuarios domésticos, si bien se registra una bajada de precios en los últimos dos años, la cifra a la que llegamos en 2016 (17,26 Eur/GJ) sigue estando bastante por encima del valor registrado en 2008 (de 14,86 Eur/GJ). Por lo tanto, a pesar de la bajada de precios en el último período, no podemos concluir que se tratase de una tendencia prolongada en el tiempo. Para ver si efectivamente es así, habría que esperar a más datos de los períodos posteriores.

La evolución de precios del gas para los consumidores industriales sí que registra descensos significativos, la tendencia a la baja es continua y más prolongada en el tiempo que en el caso de



los usuarios domésticos. Y, sobre todo, el precio final (en 2016 es de 7,67 Eur/GJ) se encuentra por debajo del precio registrado al inicio (en 2008 fue de 8,92 Eur/GJ). Con esto sí que se confirma que la introducción de las medidas liberalizadoras efectivamente ha tenido los impactos deseados en los mercados mayoristas.

### **XIX. Se establecieron metas ambiciosas para los años 2020, 2030 y 2050:**

Aparte de las actuaciones desarrolladas en el marco de la Política de Competencia y de las medidas liberalizadoras comprendidas en los tres paquetes relativos al mercado eléctrico y del gas natural, se han emprendido también varias iniciativas con el objetivo de adaptar la UE al marco de futuro y a los retos inminentes, y ofrecer una visión de la UE para el futuro. Estas iniciativas pretenden analizar e identificar los principales problemas y desafíos a los que estamos haciendo frente y a los que es necesario buscar respuestas si queremos seguir disfrutando de los actuales niveles de vida. Se trata de dos iniciativas de alcance general - la Estrategia Europa 2020 y el Proyecto Europa 2030. Y de tres iniciativas específicas en el ámbito energético - la Estrategia Energía 2020, el Marco estratégico en materia de clima y energía 2020-2030 y la Hoja de Ruta de la Energía para 2050 - en las que se plantean los retos y se establecen las metas a conseguir para el año 2020, 2030 y 2050, respectivamente:

- Objetivos para 2020 = reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, como mínimo, respecto a los niveles de 1990; obtener un 20% de la energía a partir de fuentes renovables; mejorar la eficiencia energética en un 20%. (Se trata de la reafirmación de los llamados objetivos “20-20-20”.)
- Objetivos para 2030 = el 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990; obtener al menos 27% de la energía a partir de las RES; aumento de la eficiencia energética en un 27 - 30%; y el 15% de interconexión eléctrica (es decir, el 15% de la electricidad generada en la UE debe poder transportarse a otros Estados miembros).
- Objetivo para 2050 = 80 - 95% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.

### **XX. La Unión de la Energía y Clima puso en marcha la transición energética de la UE:**

La Comisión y el Consejo finalmente llegaron a la conclusión de que sería necesario adoptar un nuevo enfoque que integre todas las actuaciones y que incluya todas las medidas y propuestas en una única estrategia cohesiva. Como resultado, el 25 de febrero de 2015 ha sido adoptado el “Paquete sobre la Energía” que contiene la Comunicación de la Comisión COM (2015) 80 final - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva,

con lo cual se creó la Unión de la Energía y Clima, como una de las diez prioridades de la Comisión Europea. La Unión de la Energía y Clima tiene por objetivo establecer una estrategia común e integrada que junte todas las iniciativas y metas en materia de energía y clima en un enfoque único, para poder de esta manera trabajar mejor para garantizar una energía segura, asequible y respetuosa con el medioambiente para Europa. Actualmente acaban de pasar dos años desde la puesta en marcha de esta nueva estrategia, y con esta ocasión, hace sólo un par de meses, se publicó el Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía. El Informe trae noticias muy positivas y optimistas y destaca que los progresos realizados son muchos y que estamos en un buen camino hacia el cumplimiento de los objetivos energéticos y climáticos establecidos para el año 2020. La noticia es que el objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020 actualmente ya se ve conseguido (en 2015 las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE se situaron un 22% por debajo del nivel de 1990). También estamos progresivamente consiguiendo disociar el crecimiento económico y el aumento del consumo energético (entre 2005 y 2014 el consumo de energía final disminuyó un 11% y el consumo de energía primaria disminuyó un 12%). Y además la consecución del objetivo para el año 2020 relativo a la implantación de las energías renovables también sigue progresando a un buen ritmo (en 2014 la participación de las fuentes de energía renovables alcanzó el 16% del consumo final bruto de energía, superando así el objetivo indicativo).

Entonces, por todo lo visto, podríamos concluir que la transición energética de Europa efectivamente está ya en marcha y ya está trayendo los primeros frutos. Finalmente, la visión de la Unión Europea con una energía competitiva, sostenible y respetuosa con el medioambiente, con bajas emisiones de carbono, y con una economía eficiente energéticamente, menos dependiente de las importaciones de los combustibles fósiles, segura en cuanto al suministro energético, y comprometida con el bienestar de los consumidores es factible, es posible, y se está haciendo realidad.



## **Conclusions of the Thesis:**

### **I. The importance of the energy is indubitable:**

The energy is a mean of vital importance, without which modern societies could hardly develop and enjoy the current standards of living. We use energy in practically all daily activities. But energy is not only necessary for the lives of citizens, but also for the production of industries, for the development of economies and, therefore, for the functioning of States and the European Union itself. And consequently, access to abundant, safe and affordable energy is a condition for the well-being of citizens, the competitiveness of economies and the security of States - the European Union is fully aware of this.

### **II. The energy situation is worrying - we consume a lot, we produce little, we import more and more:**

But the energy situation in which we, the Europeans, are today is not the most optimistic one. The European Union has a very energy intensive economy, so the energy consumption is at very high levels (in 2014 the Gross Inland Consumption was 1.605 Mtoe and the Final Energy Consumption was 1.062 Mtoe). Another problem is that more than half of the energy consumed comes from fossil fuels (in 2014, coal, oil and natural gas accounted for 72,5% of Gross Inland Consumption and for 65,8% of Final Energy Consumption). But the autochthonous production of fossil energy sources is at very low levels and continues to decline. Consequently, to meet our needs, we have to import the energy from abroad, more and more. Energy Import Dependency is what we call this fact (and the dependency rate in 2014 was 53,5% - that is, more than half of the energy we use, we have to import from the outside). Our main supplier of energy is Russia (in 2014 we imported from Russia 37,5% of the natural gas, 30,4% of the oil and 29% of the coal we consumed). In addition, fossil fuels are main perpetrators of greenhouse gas emissions and, consequently, of environmental degradation and global warming. So the current configuration of energy use within the EU is not sustainable in the long run.

### **III. Nuclear energy is part of our energy panorama:**

Nuclear energy has been part of the European energy panorama since the 1950s and, despite the fact that not all Member States have recourse to it, has a strong weight in our energy mix. Specifically, there are a total of 128 nuclear reactors in 14 Member States. And in 2014, 28,8% of the primary energy produced within the EU came from nuclear power plants (it is the energy source with the largest share in the production), as well as 27,5% of the electricity generated. Some Member States rely a lot on nuclear energy (in France, 76% of electricity has nuclear

origin), while others have decided not to use this energy source (e.g. Austria, Italy, Sweden or Denmark), or move away from it progressively (e.g. Spain, Belgium and recently also Germany). This is due to the fact that there is an open debate in European society about whether it is appropriate, or not, to use the nuclear energy (this debate has always existed but has now become more pronounced after the nuclear accident at the Fukushima plant). The question is that the use of nuclear energy has important advantages - it does not generate emissions of greenhouse gases, it reduces the dependence on fossil energy sources and the Energy Import Dependency. But it has also serious disadvantages - a possible nuclear accident would pose a serious danger to human health and safety, and nuclear waste currently does not have a fully satisfactory solution. But ultimately, the decision whether to use, or not to use, the nuclear energy depends on the choice of the Member States - the European Union cannot establish guidelines in this regard. What the EU can, and indeed does, is to establish common rules on nuclear safety and non-proliferation (through Euratom), and to invest in nuclear R&D programs (the most remarkable is the international nuclear fusion demonstration project ITER and the European Joint Undertaking "*Fusion for Energy*").

#### **IV. Renewable energies are part of the solution:**

Renewable energy sources (RES) have for many years been an inherent part of the European energy panorama - among them belong hydroelectric power, wind power, solar photovoltaic and solar thermal power, geothermal power, tidal power, but also biomass. RES are increasingly contributing both to the energy production (24,9% of production in 2014) and to the electricity generation (29,2% of electricity generated - RES have come over nuclear power and have now won the first place). The EU places a lot of emphasis on RES, as it greatly helps to achieve the European energy and environmental objectives - they help to reduce the greenhouse gas emissions, to reduce the Energy Import Dependency and the dependence on fossil fuels, and we dispose of them in an unlimited way. The EU is committed to RES as one of the solutions to the energy problem for the future. Therefore, the specific objective of 20% of renewable energy in Final Gross Energy Consumption by 2020 has been set (each Member State has its own national targets - ranging from 10% for Malta to 49% for Sweden - depending on their starting point and their climatic and geographical conditions). Finally, the current European regulation in force on RES is the Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources.

## **V. The energy has been present since the inception of the EU:**

The energy plays a role of undoubted importance within the European Union and has been present from its very origins. In fact, the energy has been one of the bases on which were built the foundations of what the EU is now - with the creation of the European Coal and Steel Community (ECSC) in 1951, following the signing of the Treaty of Paris, the production and supply of coal - the main source of energy in that moment - was put into common and the common market for this commodity / energy source was established. Six years later, following the signing of the Rome Treaties in 1957, nuclear energy entered the common scenario - the European Atomic Energy Community (Euratom), together with the European Economic Community (EEC), was created. Then from the 1970s onwards, coinciding with the oil price crisis, European representatives understood that there was a need to deepen the Community action also on the rest of the energy sources and on the energy issue itself. Then the idea of the creation of a European Energy Policy appeared for the first time (in the Council Resolution concerning a new energy policy strategy for the Community, of 1974). But then there was no common legal basis for the regulation of the energy issues, so it was always necessary to legislate on related matters (internal market, trans-European networks, competition policy, research, etc.) The first actions took the form of Council Resolutions or of the Recommendations of the Council or of the Commission.

## **VI. The road to EU Energy Policy was long and difficult:**

The road to the establishment of the EU's Energy Policy has been long and complicated. Energy decisions, given their strategic importance, were understood as a matter of national sovereignty and the Member States were rather reluctant to give up part of their power in this area. Over time, however, problems began to accentuate and even national governments realized the gravity of the energy situation and the need to create a common approach and act together. From the 90s we began to witness a new impetus and first concrete steps towards the creation of this common policy. First, in 1994 the EU concluded the Energy Charter Treaty, which is an international cooperation agreement on energy between the Eastern and Western countries (understood as an unmistakable sign of the end of the Cold War), in which the EU highlighted its role as the driving force behind the agreement. The Commission then elaborated a series of crucial documents with the clear objective of propelling the creation of the EU Energy Policy.



## **VII. The White Paper of 1995 was the first milestone:**

The first milestone was the publication of the White Paper titled "An Energy Policy for the European Union", in 1995. This document highlights that energy - given its strategic importance for the development of society, politics, economy, for the creation of employment and for the operation of industry - should be subject to regulation by public authorities, especially as regards economic competitiveness (above all, mention is made of the price of the energy as a key element which influences productivity, and hence also economic and social convergence in the EU), security of supply (diversification and flexibility of supply) and environmental protection. With this have emerged the three pillars that until today sustain all European action in the field of energy - the objectives of competitiveness, security and sustainability. In the document the Commission also maintains that, if these objectives are to be effectively achieved, it is necessary to define the energy policies at the level of the European Union. The White Paper stands out for its importance as it drew attention to the problematic energy situation for the first time by tracing all the weaknesses and the challenges of the moment, and also the ones foreseen for the future, and pointed out the steps to be taken by the EU, jointly.

## **VIII. The Green Papers marked the way:**

A series of Green Papers was also elaborated, with the same objective of propelling the definitive creation of the EU Energy Policy. The Green Paper titled "Towards a European Strategy for the Security of Supply" of the year 2000, the Green Paper on Energy Efficiency, subtitled "Doing More With Less" of 2005, and the Green Paper titled "A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy". The first two Green Papers emphasize the need for joint action in various specific fields, and in the last document the Commission already directly encourages all EU Member States to unify their national energy policies and to put all the means in common and create a true European Energy Policy. Consequently, a consultation period was opened, during which the Commission received reactions and contributions from different actors involved. In view of the results, the Commission issued its Communication titled "An Energy Policy for Europe" in 2007. It was the decisive step towards the effective start up of this common policy.

## **IX. The Lisbon Treaty finally established the EU's Energy Policy:**

The turning point came with the entry into force of the Treaty of Lisbon in 2009. As a result, the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) for the first time directly and explicitly includes EU actions in the area of the energy in a primary legal text. The Article 4 TFEU includes

energy in the list of shared competences between the EU and the Member States. And the Article 194 TFEU establishes the European Union's Energy Policy and in the paragraph 1 defines its objectives:

*"In the context of the establishment and functioning of the internal market and with regard for the need to preserve and improve the environment, Union policy on energy shall aim, in a spirit of solidarity between Member States, to:*

- a) ensure the functioning of the energy market;*
- b) ensure security of energy supply in the Union;*
- c) promote energy efficiency and energy saving and the development of new and renewable forms of energy; and*
- d) promote the interconnection of energy networks.<sup>318</sup>"*

The paragraph 2 then sets out the procedure by which decisions will be taken, which will normally be the ordinary legislative procedure - a qualified majority is required in the Council (prior consultation of the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions). And the clause of the sovereignty of the Member States is maintained in three specific points, in which they are left with exclusive competence - the conditions of exploitation of their natural resources, the choice of their sources of supply, and the their general structure of supply.

This finally closes the long period that had to be elapsed since the first formulation of the "urgent need for a Community energy policy"<sup>319</sup> in 1974.

## **X. The internal energy market has to be established:**

One of the objectives of the EU Energy Policy is to ensure the functioning of the internal energy market. Yet in the Single European Act of 1986, the Member States committed themselves to create the internal market by 1 January 1993. In this common market goods, services, labour and capital should be allowed to enjoy the so-called "Community freedoms" - and the energy should also form part of the common market and should circulate freely and on an equal footing throughout EU territory. But in the case of the electricity and natural gas (the creation of the common carbon market dates back to the 1950s) the achievement of a common market was not an easy task. The problem was the very structure of the electricity and gas system, since the electricity and natural gas transport and distribution phases form what we call the *network*

---

<sup>318</sup> Consolidated version of the Treaty on the Functioning of the European Union; Official Journal C 326, 26/10/2012 P. 0001 - 0390. Article 194.

<sup>319</sup> COUNCIL RESOLUTION, of 17 September 1974, concerning a new energy policy strategy for the Community. Official Journal of the European Communities N° C 153/1; of 09.07.1975.

*industries*, which have a common characteristic - the emergence of natural monopolies (when a single company is able to provide the service more effectively than if there were more competing firms in the market - in the case of electrical wiring and gas pipelines there is only one infrastructure, since duplication of networks would be unnecessary and inefficient). A monopolistic structure appeared then in the electricity and natural gas market, where vertically integrated companies dominated the market and, in most cases, they were also state-owned. The change came in the 1990s, when we witnessed the rise of the world's liberalizing trend, which gave the impetus to change the way the energy industries were organized - to abandon the model of an integrated monopoly (often owned by the central government), to give way to a vertically disintegrated structure, privately owned and operated within a competitive market.

#### **XI. The three packages of liberalizing measures introduced major changes in the electricity and natural gas market:**

Since the 1990s, the EU has started to carry out energy sector reforms, with a view to establishing the internal market for electricity and natural gas. Consequently, the establishment of the internal market for these commodities has been set up in three stages - three packages of liberalization measures have been adopted - with the aim of changing the structure and organization of the sector and gradually introducing elements of liberalization and competition in the electricity and gas activities of the Member States. The first package of measures included the Directive 90/377/EEC on the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users, the Directive 90/547/EEC on the transit of electricity through transmission grids and the Directive 91/296/EEC on the transit of natural gas through grids (these were the first steps aimed at preparing the sector for the liberalization measures that came a few years later) and, subsequently, the Directive 96/92/EC concerning common rules for the internal market in electricity and the Directive 98/30/EC concerning common rules for the internal market in natural gas. The second package of measures consisted of the Directive 2003/54/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC and the Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC. Two Regulations were also adopted in this package - the Regulation (EC) N° 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, and the Regulation (EC) N° 1775/2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks. In the third package of measures we can find the Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC and the Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC; and three Regulations - the

Regulation (EC) N° 714/2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) N° 1228/2003, the Regulation (EC) N° 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) N° 1775/2005 and the Regulation (EC) N° 713/2009 establishing the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

## **XII. The configuration of the liberalized energy market guarantees its proper functioning:**

The reforms included in the three successive packages of measures - which aimed at establishing the internal market for electricity and natural gas, ensuring their effective operation, organizing their opening up, introducing competition in the non-network phases, ensuring effective and transparent management of networks and the third-party access to networks, and definitely, ensuring the free movement of electricity and natural gas throughout the territory of the EU on an equal footing and ensuring security and quality of supply at reasonable prices for the consumers - introduced the following novelties:

- Separation of the network phases (transport and distribution - regulated phases) from the non-network phases (production and commercialization - the competitive phases).
- Introduction of effective competition in the non-network phases.
- Designation of independent network operators - to ensure efficient, transparent and non-discriminatory management.
- Guarantee of the third-party access to networks (TPA) - so that competing companies can access the infrastructure on equal terms.
- Unbundling of vertically integrated companies - to eliminate anti-competitive behavior and conflicts of interest. There are three options - the ownership unbundling (which is the most effective separation - not required but optional); the designation of the Independent System Operator (ISO); or the designation of the Independent Transmission Operator (ITO).
- Creation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).
- Designation of a single regulatory authority at the national level - to cooperate more effectively with the ACER.
- Opening up of the market for industrial consumers from 2004 and for domestic consumers from 2007.
- Establishment of the public service obligations for energy companies - minimum universal obligations concerning security of supply, regularity and quality, price of supply, environmental protection, or energy efficiency.

- Protection of consumers' rights - so that they can freely choose their supplier (irrespective of the Member State in which they are registered) and easily switch it within three weeks, and so that they can accede to the information about their consumption. Special protection for the vulnerable customers is set - to eliminate the "energy poverty".
- Creation of the Ombudsman for the Energy - an independent energy consumer advocacy body - to assist users in the event of litigation with energy companies.
- Promotion of electricity production from renewable energy sources (RES) and of distributed generation.
- Development of cross-border energy transport capacity - construction of the necessary infrastructure (cross-border interconnections) to ensure the effective flow of energy between Member States.

As agreed by the European Council in March 2011, the achievement of the internal energy market - effective, operational and competitive - was planned for the end of 2014.

### **XIII. The Competition Policy has been essential since the beginnings:**

Apart from the application of the regulation of energy contained in the three packages of measures, the effective implementation of the internal energy market also requires the application and enforcement of the European competition law. The competition law has been present, like the energy, already in the founding treaties of what is now the European Union (the ECSC Treaty and the EEC Treaty). The thing is that the existence of effective competition is one of the basic conditions for the proper functioning of markets. The EU has been looking out for the creation and the smooth functioning of the common market since its outset - the competition has always been an inherent part of the European policies and thus an EU Competition Policy has been progressively developed. The objective of the Competition Policy is to avoid market distortions caused by anti-competitive behavior by firms (such as abuse of the dominant position, price fixing, market sharing, collusive arrangements and all types of practices aimed at eliminating competitors from the market and taking over consumer surplus). But there has also been a need to monitor the distortion of competition on the part of the Member States themselves (favoring certain companies or sectors through the granting of unjustified State aid).

### **XIV. The observance of the competition law is necessary:**

The legal bases of the Competition Policy are covered by the Articles 101 to 109 of the TFEU (former Articles 81 to 89 of the EC Treaty, or even earlier Articles 85 to 94 of the EEC Treaty),

which fall within Title VII - *Common rules on competition, taxation and approximation of laws*, Chapter 1 of which is dedicated to the *Rules on Competition*. Specifically, the Article 101 TFEU regulates agreements between undertakings and concerted practices - it provides for a total ban on anti-competitive agreements, so that they are prohibited and are null and void - it refers to all agreements between undertakings which undermine or may undermine competition, which may affect trade between Member States and which have as their object or effect the prevention, restriction or distortion of competition within the internal market (but there are also exceptions set in the paragraph 3). The Article 102 TFEU provides for a total ban on the abuse of a dominant position on the market - it is prohibited and declared incompatible with the internal market. (In both cases, these are basically transactions involving price fixing, production control or limitation, share markets or sources of supply, discrimination and unequal treatment of third parties, etc.) The Article 103 TFEU establishes that the Council may adopt Directives or Regulations to ensure compliance with the first two Articles. The Article 104 TFEU provides that until the entry into force of the above-mentioned Directives and Regulations, the authorities of the Member States shall be the responsible. The Article 105 TFEU establishes the Commission's action in relation to alleged infringements of the provisions of the Articles 101 and 102. The Article 106 TFEU prohibits the maintenance of any anti-competitive treatment by Member States in relation to public undertakings. And finally, the Art. 107 to 109 TFEU lay down the rules on the aids granted by States - in particular, all State aid which distorts or threatens to distort competition by favoring certain undertakings or productions is prohibited (but there is also included a series of assumptions in which State aid is justified and may obtain an exception).

A number of Regulations on competition have also been adopted: the Regulation (EC) N° 1/2003 - on competition rules concerning agreements between undertakings, concerted practices and abuse of dominant position (which replaced the Regulation (EEC) N° 17/62); the Regulation (EC) N° 139/2004 on concentrations between undertakings (which followed the Regulation (EEC) N° 4064/89); and the Regulation (EC) N° 773/2004 - on the Commission's procedures.

It is the European Commission, through the DG COMP (Directorate-General for Competition), which has to ensure the compliance and correct application of European competition law, in close and constant collaboration with the National Competition Authorities (NCAs) of the Member States.



**XV. The competition in the energy market presents difficulties:**

The actions carried out within the framework of the Energy Policy (in particular the liberalization measures introduced in the three packages of Directives and Regulations relating to the electricity and natural gas market) together with the application and observance of the rules established in the framework of the Competition Policy (in particular the prohibition of concerted practices, abuse of a dominant position, agreements between undertakings or State aid which undermine or distort competition) should ensure the proper functioning of the internal market in electricity and natural gas. In the light of indications of the persistence of certain deficiencies, the Commission carried out sector inquiries into competition in the gas and electricity markets. The Commission's findings - concerning the fragmentation of the European energy market and the insufficient volume of effective cross-border trade between Member States, the too high a level of market concentration, the difficulties that some consumers still have in switching providers, the lack of transparency, and the prices that were not yet sufficiently competitive - have helped to identify the weaknesses and have led to the intensification of the efforts to address them.

**XVI. The Energy Policy, in conjunction with the Competition Policy, generate results:**

The practical results of the application of the regulation on the energy market and of the competition rules that are expected, are those of the independent, efficient and transparent management of the networks by the operators appointed for this purpose. And the entry of competing companies in the phase of generation and commercialization of supply - thereby reducing the market share, and consequently the market power, of the companies that initially dominated the market. The main effect that these facts should generate is the reduction of prices of electricity and natural gas. Therefore, the variables that best testify whether the adoption of the corresponding measures have actually had the desired effects, are the variation in the number of companies operating in the market, the variation in the market share of the main companies, and the variation of prices of electricity and natural gas for industrial and domestic consumers.

**XVII. The entrance of competing companies in the energy market is confirmed:**

As for the number of companies operating in the electricity market, improvements have been observed. In the electricity generation phase, there has been a notable reduction in the market share of the major generating company in most EU Member States (for example, Italy moved from the initial 71,1% to the current 27%). The number of main generating companies (those

covering at least 5% of generation) increased in many of the Member States. (But the truth is that in some countries there were no changes and in a few cases there were even declines.) At the phase of the commercialization of electricity, there is no clear trend in the evolution of the number of companies operating in the national markets of the Member States and their cumulative market shares. What we can appreciate is the improvement of the overall situation, so that now only in Greece (together with Malta and Cyprus) there is a one single main company that supplies electricity to the end-users.

As for the number of companies operating in the natural gas market, improvements have also been observed. The number of main retailers (those covering at least 5% of national gas consumption) actually increased throughout the EU (the number of such companies increased from 81 in 2003 to 92 in 2016 for the EU as a whole). And the total number of all gas retailers (including small companies covering less than 5% of consumption) reaches very high levels in most European countries, following a very positive evolution (for example in Germany there are 946 companies, or in Italy there are 338 companies). Therefore, we can effectively confirm the entry of more competing companies into the market.

#### **XVIII. The price decrease is confirmed for industries, but not for households:**

Regarding electricity prices, the price variation for the period 2008 - 2016 has been analyzed for domestic and industrial users. The first observation is that the price range for domestic customers is very different from one Member State to another - this is also due to the unequal application of taxes and surcharges on electricity (for example in Bulgaria in the first half of 2016 domestic consumers paid 0,096 Eur/kWh, while in Denmark they paid 0,309 Eur/kWh). The price variation for domestic customers in the last eight years does not show the expected evolution - though a fall in prices has been registered in the last year, this was not the case for previous years in which the price did not stop increasing. There has been a constant price increase since the beginning of the measurement in 2008 (0,158 Eur/kWh) until 2015 (0,208 Eur/kWh), and then in the last stretch of the measurement there is a slight fall in prices - in 2016, we reached 0,206 Eur/kWh. But the current price is well above the initial level.

The electricity prices for industrial customers did follow the expected and desired evolution - the price reduction actually came to register. In 2008 the initial value was 0,088 Eur/kWh and along the trajectory price rises appear (an upturn is registered in 2009 and then in 2012, reaching the highest value, which was 0,096 Eur/kWh), but from this moment on we witness continuous decreases. The current figure reaches the value of 0,084 Eur/kWh in 2016, being the price below the initial value.

Regarding natural gas prices, the variation between 2008 and 2016 has also been analyzed for domestic and industrial users. Analyzing prices for domestic customers, at first we can observe that there are also very pronounced differences between one Member State and another (for example in Romania households pay 0,031 Eur/kWh, while in Sweden they pay 0,118 Eur/kWh). For domestic users, although there has been a fall in prices in the last two years, the value reached in 2016 (17,26 Eur/GJ) is still well above the value registered in 2008 (14,86 Eur/GJ). Therefore, despite the fall in prices in the last period, we cannot conclude that this was a prolonged trend in time. To see if this is indeed so, we would have to wait for more data from later periods.

The evolution of gas prices for industrial consumers does show significant declines, the downward trend is continuous and longer in time than in the case of domestic users. And above all, the final price (in 2016 it is 7,67 Eur/GJ) is below the price registered at the beginning (in 2008 it was 8,92 Eur/GJ). This confirms that the introduction of liberalization measures has indeed had the desired impacts on wholesale markets.

#### **XIX. Ambitious targets were set for the years 2020, 2030 and 2050:**

Apart from the actions carried out under the Competition Policy and the liberalization measures included in the three packages relating to the electricity and natural gas market, a number of initiatives have also been undertaken with a view to adapting the EU to the future framework and to the imminent challenges, and to providing an EU vision for the future. These initiatives seek to analyze and identify the main problems and challenges we are facing and to which it is necessary to search for answers if we want to continue enjoying the current standards of living. There are two broad initiatives - the Europe 2020 Strategy and the Project Europe 2030. And there are three specific initiatives in the energy field - the Energy 2020 Strategy, the Strategic Framework on Climate and Energy 2020-2030, and the Energy Roadmap for 2050 - in which the challenges are posed and the goals to be achieved for 2020, 2030 and 2050, respectively, are set:

- Targets for 2020 = to reduce greenhouse gas emissions by at least 20% compared to 1990 levels; to obtain 20% of the energy from renewable sources; to improve energy efficiency by 20%. (This is basically the reaffirmation of the so-called "20-20-20" objectives.)
- Targets for 2030 = 40% reduction of greenhouse gas emissions compared to 1990 levels; obtain at least 27% of the energy from RES; increase in energy efficiency by 27 - 30%; and 15% of electricity interconnection (i.e. 15% of electricity generated in the EU must be able to be transported to other Member States).

- Target for 2050 = 80 - 95% reduction of greenhouse gas emissions compared to 1990 levels.

## **XX. The Energy Union and Climate started-up the EU's energy transition:**

The Commission and the Council finally concluded that it would be necessary to adopt a new approach that integrates all actions, all the measures and proposals in a single cohesive strategy. As a result, the "Energy Package", containing the Communication from the Commission COM (2015) 80 final - A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, has been adopted on 25 February 2015. With this has been created the *Energy Union and Climate*, as one of the ten priorities of the European Commission. The Energy Union and Climate aims to establish a common and integrated strategy that brings together all energy and climate initiatives and goals in a single approach, in order to be able to work better to ensure secure, affordable and environmentally friendly energy for Europe. Two years have passed since the implementation of this new strategy, and on this occasion, only a couple of months ago, the Second Report on the state of the Energy Union has been published. The report brings very positive and optimistic news and highlights that the progress made is significant and that we are on the right track to meeting the energy and climate targets set for the year 2020. The news is that the goal of reducing greenhouse gas emissions set for the year 2020, is already achieved now (by 2015 the EU's greenhouse gas emissions were 22% below the 1990 level). We are also progressively dissociating the economic growth from the increments of energy consumption (between 2005 and 2014 Final Energy Consumption decreased by 11% and Primary Energy Consumption decreased by 12%). And the achievement of the 2020 target for the implantation of renewable energies also continues to progress at a good rate (in 2014 the share of renewable energy sources reached 16% of Gross Final Energy Consumption, surpassing thus the indicative target).

So, after having seen all the results, we could conclude that Europe's energy transition is already under way and is already bearing the first fruits. Finally, the European Union's vision of a competitive, sustainable and environmentally friendly energy with low carbon emissions, as well as an energy-efficient economy, less dependent on imports of fossil fuels, safe in terms of energy supply, and committed to the well-being of consumers is feasible, is possible, and is coming true.



## **LISTA DE ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS:**

- **ADCA** = Agencia de la Defensa de la Competencia de Andalucía
- **ACER** = Agency for the Cooperation of Energy Regulators (en español Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía)
- **AIE** = Agencia Internacional de la Energía (en inglés IEA = International Energy Agency)
- **ANC** = Autoridad nacional de competencia
- **APL** = Anteproyecto de Ley
- **ATR** = Acceso de terceros a la red
- **Art.** = Artículo
- **b.a.** = bornes de alternador
- **b.c.** = barras de central
- **BOE** = Boletín Oficial del Estado
- **CAC** = Captura y almacenamiento de carbono
- **CE** = Constitución Española / Comisión Europea / Comunidad Europea
- **CEE** = Comunidad Económica Europea
- **CECA** = Comunidad Europea del Carbón y del Acero
- **CESUR** = Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso
- **CIG** = Conferencia Intergubernamental
- **CIP** = Competitiveness and Innovation Framework Programme (en español Programa Marco para la Competitividad y la Innovación)
- **CNC** = Comisión Nacional de la Competencia
- **CNE** = Comisión Nacional de Energía
- **CNMC** = Comisión Nacional de Mercados y la Competencia
- **CUR** = Comercializadora de Último Recurso
- **CEEA/EURATOM** = Comunidad Europea de la Energía Atómica
- **DOUE** = Diario Oficial de la Unión Europea
- **EEI** = Espacio Europeo de Investigación
- **EETE** (plan) = Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética
- **ENTSO-E** = European Network of Transmission System Operators for Electricity (en español Red Europea de Operadores de Redes de Transporte de Electricidad)
- **ENTSOG** = European Network of Transmission System Operators for Gas (Red Europea de Operadores de Redes de Transporte de Gas)
- **ERC** = European Research Council (en español Consejo Europeo de Investigación)



- **ERGEG** = European Regulators' Group for Electricity and Gas (en español Grupo de Organismos Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas)
- **ESA** = EURATOM Supply Agency
- **Eurostat** = Statistical Office of the European Communities/Oficina Europea de Estadística
- **FADE** = Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico)
- **IAEA** = International Atomic Energy Agency (en español Agencia Internacional de Energía Atómica)
- **IPC** = Índice de Precios de Consumo
- **ISO** = Independent System Operator (en español Gestor de Red Independiente)
- **ITO** = Independent Transmission Operator (en español Gestor de Transporte Independiente)
- **JRC** = Joint Research Center (en español Centro Común de Investigación)
- **KET** = Key Enabling Technologies (en español Tecnologías Facilitadoras Esenciales)
- **LDC** = Ley de Defensa de la Competencia
- **LOSEN** = Ley de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional
- **LSE** = Ley del Sector Eléctrico
- **MIBEL** = Mercado Ibérico de Electricidad
- **MINETUR** = Ministerio de Industria, Energía y Turismo
- **NESC** = EU Network of Energy Security Correspondents (en español Red de Corresponsales de Seguridad Energética de la UE)
- **OCDE** = Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (en inglés OECD = Organisation for Economic Co-operation and Development)
- **OCSUM** = Oficina de Cambios de Suministrador
- **OMC** = Organización Mundial del Comercio (en inglés WTO = World Trade Organization)
- **OMEL** = Operador del Mercado Ibérico de Energía
- **OMIP** = Operador del Mercado Ibérico, Polo Portugués, SGMR
- **OMIE** = Operador del Mercado Ibérico, Polo Español, S.A.
- **PBDF** = Programa diario base de funcionamiento
- **PEER** = Programa Energético Europeo para la Recuperación
- **PM** = Programa Marco
- **PNR** = Programa Nacional de Reformas
- **PRD** = Proyecto de Real Decreto
- **PVPC** = Precio Voluntario al Pequeño Consumidor

- **PYME** = Pequeña y Mediana Empresa
- **RCDE** = Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE
- **R. E.** = Régimen Especial (de producción de electricidad)
- **REC** = Red Europea de Competencia
- **REE** = Red Eléctrica de España, S.A.
- **RES** = Renewable Energy Sources (en español Fuentes de energía renovables)
- **RD** = Real Decreto
- **RD-L** = Real Decreto-ley
- **R. O.** = Régimen Ordinario (de producción de electricidad)
- **SIEG** = Servicios de interés económico general
- **SUR** = Suministro de Último Recurso
- **TCE** = Tratado constitutivo de la Comunidad Europea
- **TCEE** = Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea
- **TFUE** = Tratado de Funcionamiento de Unión Europea
- **TIC** = Tecnologías de la Información y la Comunicación
- **TJCE** = Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea
- **TJUE** = Tribunal de Justicia de la Unión Europea
- **TUE** = Tratado de la Unión Europea
- **TUR** = Tarifa de Último Recurso
- **UE** = Unión Europea
- **UNEF** = Unión Española Fotovoltaica
- **UNFCCC** = United Nations Framework Convention on Climate Change (en español Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático)
- **UNESA** = Unidad Eléctrica, S.A. (ahora Asociación Española de la Industria Eléctrica)

**\* Lista de abreviaturas específicas - relativas a los combustibles, procesos de conversión de combustibles y producción de energía:**

(La mayoría de las abreviaturas proceden de inglés.)

- Bos = basic oxygen steel – acero básico al oxígeno
- bbl = barril
- bcm = mil millones de metros cúbicos
- b/d = barriles por día
- Btu = British thermal unit – unidad térmica británica
- CCGT = combined-cycle gas turbine – turbina de ciclo combinado
- CHP = combined heat and power (plant) – central que combina la generación de calor y electricidad
- CO = monóxido de carbono
- CO<sub>2</sub> = anhídrido carbónico
- COG = coke oven gas – gas de coquería
- CV = calorific value – valor calorífico
- DSM = desechos sólidos municipales
- GCV = gross calorific value – poder calorífico bruto o valor calorífico bruto
- GHG = greenhouse gas – gas con efecto invernadero
- GJ = gigajulios, es decir un julio x 10<sup>9</sup>
- GJ/t = gigajulios por tonelada
- GLP = gas licuado de petróleo; se refiere a propano, butano y sus isómeros, que son gases a presión atmosférica y temperatura normal
- GNC = gas natural comprimido
- GNL = gas natural licuado
- GWh = Gigavatio hora
- J = julio
- kWh = kilovatio/hora, es decir un vatio por una hora por 10<sup>3</sup>
- MBtu = millón de unidades térmicas británicas
- MJ/m = megajulios/metro cúbico
- Mm<sup>3</sup> = millón de metros cúbicos
- MPP = main (public) power producer – productor principal (público) de electricidad
- Mtec = millón de toneladas equivalente de carbón (1 Mtec=0.7 Mtep)

- Mtep / Mtoe = millón de toneladas equivalentes de petróleo / million tonnes of oil equivalent
- MVA = megavoltiamperio
- MW = megavatio, es decir un vatio  $\times 10^6$  (1MW = 8760 MWh = 8,76 GWh)
- NCV = net calorific value – poder calorífico neto o valor calorífico neto
- Nm<sup>3</sup> = metro cúbico normal
- NO<sub>x</sub> = óxidos nitrosos
- PCN = poder calorífico neto o valor calorífico neto
- PCB = poder calorífico bruto o valor calorífico bruto
- PV = photovoltaic - fotovoltaica (energía)
- tec = tonelada equivalente de carbón = 0,7 tep
- tep = tonelada equivalente de petróleo
- TFC = consumo total final
- TJ = terajulio, es decir un julio  $\times 10^{12}$
- TPES = total primary energy supply - oferta total de energía primaria
- VOCs = volatile organic compounds – compuestos orgánicos volátiles



## **Índice de gráficos, tablas y figuras:**

### **a) Gráficos:**

Gráfico 1) Consumo, producción e importación de energía, UE - previsión 1990 - 2030 (Mtoe)

Gráfico 2) Consumo interior bruto de energía en la UE, “mix energético” (2010; en % del total)

Gráfico 3) Emisiones de CO2 por fuente de energía, UE 2005

Gráfico 4) Consumo Final de Energía en la UE 1990 - 2010, por fuente de energía (Mtoe)

Gráfico 5) Generación de electricidad por fuente de energía (EU 2007, en %)

Gráfico 6) Generación de electricidad por fuente de energía (EU 1990 - 2010, en %)

Gráfico 7) Consumo Interior Bruto de energía, evolución UE (1990 - 2014, en Mtoe; en %)

Gráfico 8) Evolución de producción de energía primaria - por fuente de energía, UE (2004 - 14)

Gráfico 9) Dependencia energética - previsión en 2001, EU 30 (1990 - 2030)

Gráfico 10) Dependencia energética EU, evolución - por fuente de energía (1995 - 2014)

Gráfico 11) Tasa de dependencia energética, EU-28, 2004–14

(% of net imports in gross inland consumption and bunkers, based on tonnes of oil equivalent)

Gráfico 12) Tasa de dependencia energética, UE - por países (2010, %)

Gráfico 13) Importaciones a la UE - fuentes sólidas, por países de origen (2014, en %)

Gráfico 14) Importaciones a la UE - gas natural, por países de origen (2014, en %)

Gráfico 15) Importaciones a la UE - petróleo, por países de origen (2014, en %)

Gráfico 16) Importaciones del uranio a la UE - por países de origen (2015, en %)

Gráfico 17) Producción primaria de RES, UE 28 - evolución (2004 - 2015, en ktoe)

Gráfico 18) Contribución de las RES en la generación de electricidad, UE 28 - evolución (2004 - 2014; TWh a la izquierda; % a la derecha)

Gráfico 19) Proporción de las RES en el Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2011 y el objetivo de 2020, en %)



Gráfico 20) Proporción de las RES en el Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2004, 2014 y el objetivo de 2020, en %):

Gráfico 21) Producción de energía en la UE 28 - por fuente de energía (2014, en %)

Gráfico 22) Presupuesto de Horizonte 2020 (en millones de euros)

Gráfico 23) “PEER”: asignación de la dotación financiera (2010, en % y en euros)

Gráfico 24) “PEER”: asignación de la dotación financiera (2011, en % y en euros)

Gráfico 25) Cuota de mercado del principal generador de electricidad, 2014 (% del total)

Gráfico 26) Número de principales empresas comercializadoras de electricidad y su cuota cumulativa de mercado, 2010 (en % y nº)

Gráfico 27) Número de principales empresas comercializadoras de electricidad y su cuota cumulativa de mercado, 2015 (en % y nº)

Gráfico 28) Precios de electricidad - consumidores domésticos, 2016s1 (EUR/kWh)

Gráfico 29) Precios de electricidad - consumidores industriales, 2016s1 (EUR/kWh)

Gráfico 30) Evolución de precios de electricidad, consumidores domésticos, UE-28, EA, 2008 - 2016

Gráfico 31) Evolución de precios de electricidad, consumidores industriales, UE-28, EA, 2008 - 2016

Gráfico 32) Número de principales comercializadores de gas natural y sus cuotas de mercado cumulativas, 2010 (en % y nº)

Gráfico 33) Número de principales comercializadores de gas natural y sus cuotas de mercado cumulativas, 2015 (en % y nº)

Gráfico 34) Precios de gas natural - consumidores domésticos, 2016s1 (EUR/kWh)

Gráfico 35) Precios de gas natural - consumidores industriales, 2016s1 (EUR/kWh)

Gráfico 36) Evolución de precios de gas natural, consumidores domésticos, UE-28, EA, 2008 - 2016

Gráfico 37) Evolución de precios de gas natural, consumidores industriales, UE-28, EA, 2008 - 2016

Gráfico 38) Evolución del consumo de energía primaria y del PIB, UE 2005 - 2014

Gráfico 39) Evolución del PIB, de emisiones de GEI y de intensidad de GEI, UE 1990 - 2015

Gráfico 40) Participación de las RES en la UE vs. trayectorias de la Directiva de Energías Renovables (RED) y de los Planes Nacionales de Acción para las Energías Renovables (NREAP)

#### **b) Tablas:**

Tabla 1) Dependencia energética exterior de la UE (2007; en %)

Tabla 2) Dependencia energética exterior de la UE (1995 - 2011; en %)

Tabla 3) Consumo Interior Bruto de energía en la UE, por fuente de energía (1998 – 2008; en Mtoe)

Tabla 4) Consumo Interior Bruto de energía, evolución UE, 1990–2014 (Mtoe)

Tabla 5) Consumo Final de Energía, UE 1990–2014 (en Mtoe)

Tabla 6) Generación de electricidad, EU - por fuente de energía (2014, en Mtoe y %)

Tabla 7) Producción - por fuente de energía, UE 2014 (Mtoe y %)

Tabla 8) Importaciones netas de energía primaria, EU 2004–14 (ktoe)

Tabla 9) Importaciones netas de energía primaria, EU 2004–14 (toe/habitante)

Tabla 10) Importación neta a la UE - por fuente de energía (2011, en Mtoe y %)

Tabla 11) Dependencia energética EU, evolución (1995 - 2014; %)

Tabla 12) Tasa de dependencia energética, UE - todas las fuentes de energía (1995 - 2014, %)

Tabla 13) Dependencia energética, UE -fuentes de energía sólidas (1995 - 2014, %)

Tabla 14) Dependencia energética, UE -gas natural (1995 - 2014, %)

Tabla 15) Dependencia energética, UE -petróleo y sus derivados (1995 - 2014, %)

Tabla 16) Producción de energía, UE 28 - por fuentes de energía (Mtoe, 1995 - 2014)

Tabla 17) Producción primaria, UE 28 - por países y por fuente de energía - fuentes sólidas, gases y petróleo (2014, Mtoe y %)

Tabla 18) Importaciones a la UE - carbón, por países de origen (2000 - 2010; en Mt)

Tabla 19) Importaciones a la UE - gas natural, por países de origen (2000 - 2010, en PJ)

Tabla 20) Importaciones a la UE - petróleo, por países de origen (2000 - 2010, en Mt)

Tabla 21) Reactores de energía nuclear, EU (2015)

Tabla 22) Producción de energía nuclear, UE (2014, en Mtoe y %)

Tabla 23) Generación de electricidad, UE - proporción de energía nuclear (2014, en TWh y %)

Tabla 24) Generación de electricidad en Francia - energía nuclear (en Mtoe)

Tabla 25) Orígenes del uranio utilizado en la UE (2015, en toneladas)

Tabla 26) Producción de uranio mundial (2014, 1025; en toneladas; en %)

Tabla 27) Producción primaria de RES, UE 28 (2004 - 2015, en ktoe)

Tabla 28) Producción primaria de energía, UE 28 - RES (2014, en Mtoe y %)

Tabla 29) Producción primaria de energía, UE 28 - RES (2011, en %)

Tabla 30) Producción primaria de las RES, UE 28 - por tipo de RES (2014, %)

Tabla 31) Participación de las RES en el Consumo Interior Bruto, UE 27 (2000 - 2007, %)

Tabla 32) Participación de las RES en el Consumo Interior Bruto, UE 27 (2011, Mtoe y %)

Tabla 33) Participación de las RES en el Consumo Interior Bruto, UE 28 (2014, Mtoe y %)

Tabla 34) Participación de las RES en el Consumo Final de Energía, UE 28 (2014, Mtoe y %)

Tabla 35) Contribución de las RES al Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2007 - 2011, %)

Tabla 36) Contribución de las RES al Consumo Final Bruto de energía, UE 28 (2005 - 2014, %)

Tabla 37) Contribución de las RES a la generación de electricidad, UE 28 (2014, TWh y %)

Tabla 38) “PEER”: Estado de ejecución (2010)

Tabla 39) Primer paquete de medidas - mercado interior de electricidad UE

Tabla 40) Segundo paquete de medidas - mercado interior de electricidad UE

Tabla 41) Primer paquete de medidas - mercado del gas natural, UE

Tabla 42) Segundo paquete de medidas - mercado del gas natural, UE

Tabla 43) La competencia perfecta

Tabla 44) Formas básicas de mercados

Tabla 45) Cuota de mercado del principal generador de electricidad, 1999 - 2015 (% del total)

Tabla 46) Número de principales empresas generadoras de electricidad, 2003 - 2015

Tabla 47) Precios de electricidad - consumidores domésticos e industriales, 2014 - 2016 (EUR/kWh)

Tabla 48) Precios de electricidad - consumidores domésticos, 2005 - 2016 (EUR/kWh)

Tabla 49) Precios de electricidad - consumidores industriales, 2005 - 2016 (EUR/kWh)

Tabla 50) Número de principales comercializadores de gas natural, 2003 - 2015

Tabla 51) Número total de comercializadores de gas natural, 2003 - 2015

Tabla 52) Precios de gas natural, consumidores domésticos e industriales, 2014 - 2016 (EUR/kWh)

Tabla 53) Precios de gas natural, consumidores domésticos, 2005 - 2016 (EUR/GJ)

Tabla 54) Precios de gas natural, consumidores industriales, 2005 - 2016 (EUR/GJ)

Tabla 55) Estrategia Europa 2020 - objetivos principales

Tabla 56) Objetivos europeos de energía y clima para 2020, 2030 y 2050

### **c) Figuras:**

Figura 1) Dependencia energética exterior de la UE (2014; en %)

Figura 2) Consumo Interior Bruto de energía, evolución UE, 1990 - 2014 (en Mtoe; en %)

Figura 3) Consumo Interior Bruto de energía, UE - por fuente de energía  
(1990 - 2014, en Mtoe; y 2014, en Mtoe y en %)

Figura 4) Consumo interior bruto de energía, "Energy Mix", UE (1995, 2010, 2014, en %)

Figura 5) Consumo Final de Energía, UE 1995 - 2014 (en Mtoe y en %); evolución 1990 - 2010

Figura 6) Consumo Final de Energía - por fuente de energía, UE 1990 - 2014; 2014 (Mtoe y %)

Figura 7) Producción de energía - todas las fuentes, UE (1990 - 2014, en Mtoe)

Figura 8) Importación neta a la UE - todas las fuentes de energía (1990 - 2014, Mtoe; %)

Figura 9) Importaciones a la UE, fuentes sólidas (1990 - 2014, en Mtoe; 1995 - 2014, Mtoe y %)

Figura 10) Importaciones a la UE, gas natural (1990 - 2014, en Mtoe; 1995 - 2014, Mtoe y %)

Figura 11) Importaciones a la UE, petróleo (1990 - 2014, en Mtoe; 1995 - 2014, en Mtoe y %)

Figura 12) Plantas nucleares operativas en Europa (2016)

Figura 13) Distribución de centrales nucleares en Europa

Figura 14) Consumo Interior Bruto, UE - energía nuclear (2014, en % y en Mtoe)

Figura 15) La fusión nuclear de isótopos de hidrógeno

Figura 16) Precios de electricidad - consumidores industriales y domésticos, 2007 - 2008  
(EUR/100kWh)

#### **d) List of tables:**

(Lista de tablas, gráficos y figuras incluidas en el **Informe *EU's energy and climate objectives "20-20-20"***, elaborado para la Comisión Europea\*.)

\* Se he respetado la enumeración del documento original, tal y como aparece en el Informe - tanto en lo que respeta a la enumeración de las tablas, como en lo referente a la enumeración de las páginas correspondientes.

1) ANNEX I (DIRECTIVE 2009/28/EC) - National overall targets for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2020	3
2) Progress towards the first interim target (calculated as the average of their 2011/2012 shares) - Renewable energy progress report	4
3) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (Czech Rep.)	5
4) National 2020 target and estimated trajectory of energy from renewable sources in heating and cooling, electricity and transport (Czech Rep.)	5
5) Overview of All Policies and Measures to Promote the Use of Energy from Renewable Sources (Czech Rep.)	6
Table 6) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares and actual energy consumption from renewable sources (Czech Rep.)	8
7) Overview of all policies and measures taken in 2011-12 or planned at national level to promote the growth of energy from renewable sources (Czech Rep.)	9
8) Operational support schemes for energy from renewable sources (Czech Rep.)	11
9) Overall French targets concerning the share of energy from renewable resources in the final gross energy consumption in 2005 and in 2020	12
10) French targets and estimated trajectory of energy from renewable resources in the heating and cooling, electricity and transport sectors	13
11) Overview of all policies and measures to promote the use of energy from renewable sources (France)	13
12) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy	



from renewable sources (France)	19
13) Measures taken in the preceding two years and/or planned at national level to promote energy from renewable sources (France)	20
14) Summarising purchase prices for renewable energy and purchase price for biomethane incorporated in natural gas grids (France)	24
15) Support schemes for renewable energies and cogeneration (electricity only) France	25
16) Support schemes for renewable energies (heating alone) France	25
17) Tax exemption rates for the biofuels (France)	27
18) Support schemes for renewable energies (transport alone) France	28
19) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (Germany)	29
20) National target for 2020 and expected path for energy from renewable sources in the sectors of heating and cooling, electricity and transport (Germany)	30
21) Overview of all policies and core measures (Germany)	31
22) Local/regional planning measures for wind power (Germany)	33
23) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources (Germany)	36
24) Overview of all key strategies and measures (Germany)	37
25) Payment for electricity generation from renewable sources (January 2013) Germany	45
26) National overall target for the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in 2005 and 2020 (Spain)	50
27) Spain's 2020 target and estimated trajectory of energy from renewable sources (RES) in heating and cooling, electricity and transport	51
28) Sectoral (electricity, heating and cooling, and transport) and overall shares of energy from renewable sources in 2011 and 2012 (Spain)	51

29) Overview of policies and measures taken in 2011–2012 and/or planned at national level to promote the growth of energy from renewable sources taking into account the indicative trajectory for achieving the national RES targets as outlined in the NREAP (Spain)	52
30) Regulated tariffs and primes for the group B installations (applicable from 1.1.2013) Spain	58

### **Índice de Tablas y Gráficos**

(Lista de tablas, gráficos y figuras incluidas en el ***Informe sobre la Legislación de la Unión Europea relativa al Mercado Eléctrico y la Configuración del Mercado Eléctrico en España***, elaborado para la Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía\*):

\* Se he respetado la enumeración de las tablas, de los gráficos y de las figuras del extracto del documento original, tal y como aparece en el Informe.

10) Esquema del sistema eléctrico
11) Balance eléctrico anual, España, 2013
12) Evolución de la demanda de electricidad en España y en la zona Euro, 2001 - 2011, (en %)
13) Evolución de la demanda de electricidad en el sistema peninsular, 2008 - 2012, (en %)
14) Evolución de la demanda de electricidad en el sistema peninsular, 2009 - 2013, (en GWh, %)
15) Demanda máxima de potencia instantánea peninsular, 2008 - 2012 (en MW)
16) Demanda máxima horaria y diaria peninsular (en MWh, GWh)
17) Cobertura de la demanda de electricidad peninsular anual y máxima horaria en 2012, (en %)
18) Cobertura de la demanda de electricidad peninsular anual y máxima horaria en 2013, (en %)
19) Cobertura de la demanda de electricidad anual en 2012; Islas Baleares, Islas Canarias, (%)
20) Potencia instalada a 31.12.2012, sistema peninsular, (en %)

- 21) Potencia instalada a 31.12.2013, sistema peninsular, (en %)
- 22) Potencia instalada a 31.12.2013; sistema peninsular, sistemas extrapeninsulares, total nacional, (en MW y variación % 2012/2013)
- 23) Variación de potencia instalada y demandada, 2003 - 2012, (en MW y %)
- 24) Curva monótona de carga, 2012, (en MW/horas)
- 25) Horas de funcionamiento medias anuales 2013 (sistema peninsular), factor de operación y factor de planta típico para cada tecnología
- 26) Factores de planta típicos para distintos tipos de centrales, (en %)
- 27) Evolución de las energías renovables y del factor de emisión, sistema peninsular, (2008 - 2012)
- 28) Mapa de interconexiones internacionales de España, intercambios físicos en 2013, (en GWh)
- 29) Saldo neto de los intercambios internacionales físicos, 2009 - 2013 (en GWh)
- 30) Evolución de los intercambios internacionales programados y físicos, 2008 - 2012, (en GWh)
- 31) Evolución de la red de transporte, 2009 - 2013
- 32) Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico
- 33) Mapa de las principales centrales eléctricas en España
- 34) Mapa de centrales nucleares en España
- 35) Mapa de centrales térmicas convencionales en España
- 36) Centrales de carbón en España
- 37) Mapa de centrales de ciclo combinado en España
- 38) Mapa de centrales hidráulicas en España (potencia instalada > 100 MW)
- 39) Potencia eólica instalada, por Comunidad Autónoma (2011)
- 40) Mapa de irradiación solar horizontal en España y en Europa
- 41) Evolución de la potencia instalada solar en España

- 42) Lista de mayores plantas fotovoltaicas en España (> 10 MW)
- 43) Lista de centrales termosolares conectadas en España, 2013
- 44) Mapa de centrales termosolares en España
- 45) Instalaciones de la red de transporte
- 46) Mapa de la red ibérica de transporte, 2013
- 47) Mapa de zonas de distribución eléctrica en España



## **GLOSARIOS:**

Para analizar los datos correctamente, es imprescindible esclarecer los conceptos con los que se va a trabajar. La importancia de las definiciones correctas (y únicas a lo largo del trabajo) es más que evidente, y debería ser una parte automáticamente incluida en los anexos o en los apartados preliminares, de cada trabajo publicado. Sin esta labor, el ejercicio del análisis de datos se podría hacer no solo difícil, sino que además podría llevarnos a una gran confusión y hasta a errores de explicación e interpretación de datos.

(Un problema añadido es que la mayoría de las publicaciones está disponible únicamente en inglés, por lo que se trabaja con conceptos en este idioma. La labor de la traducción correcta y exacta de estos conceptos supone un esfuerzo extra, pero sin el cual se haría difícil entender los datos analizados.)

Como un claro ejemplo de la importancia de las definiciones de lo que se mide y de la confusión a la que puede llevar la falta de éstas, nos puede servir la comparación de los datos sobre la contribución de las energías renovables en el consumo de energía en la UE. Observando los datos de los dos gráficos expuestos a continuación, podemos ver que en una figura la cifra de la contribución de energías renovables al consumo energético en la UE para el año 2007 es de 7,8%, mientras que en la otra figura vemos que para el mismo año la cifra es de 9,7%.

Pero la aparente divergencia de casi dos puntos porcentuales no es ningún error ni incongruencia de datos publicados por la Comisión y por Eurostat, sino que se debe a que los datos reflejados en los dos gráficos en realidad miden dos cosas distintas. La respuesta a esta aparente divergencia la encontramos en las definiciones de los dos valores medidos. El primer gráfico que señala el 7,8% de energías renovables para el año 2007, se refiere al Consumo Interior Bruto de Energía en la UE ("*gross inland consumption*"). Mientras que el segundo gráfico que señala el 9,7% para el año 2007, se refiere al Consumo Final de Energía ("*final energy consumption*").

Si acudimos al portal de Eurostat, encontramos estas definiciones de los conceptos empleados<sup>320</sup>:

---

<sup>320</sup> [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main\\_tables](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main_tables).



### **1) Gross inland energy consumption:**

Short Description: *“Gross inland consumption is calculated as follows: primary production + recovered products + total imports + variations of stocks - total exports - bunkers. It corresponds to the addition of final consumption, distribution losses, transformation losses and statistical differences.”*

Data for the European Union (27 countries): 2005 = 1.823.078 / 2006 = 1.824.706 / 2007 = 1.806.378 / 2008 = 1.801.750 (toe).

### **2) Final energy consumption:**

Short Description: *“Final energy consumption includes all energy delivered to the final consumer's door (in the industry, transport, households and other sectors) for all energy uses. It excludes deliveries for transformation and/or own use of the energy producing industries, as well as network losses.”*

Data for the European Union (27 countries): 2005 = 1.192.536 / 2006 = 1.193.356 / 2007 = 1.193.356 / 2008 = 1.175.235 (toe).

La misma información encontramos también en la publicación de la que extraemos los datos en la Introducción de la Tesis, en el *Pocketbook* de la Comisión Europea de 2010 (expuesto abajo); y en la parte de los anexos en el caso del *Pocketbook* de Eurostat de 2010.

## **Glossary**

### **Gross Inland Consumption (GIC):**

Gross inland consumption is the quantity of energy consumed within the borders of a country. It is calculated using the following formula:  
primary production + recovered products + imports + stock changes  
– exports – bunkers (i.e. quantities supplied to sea-going ships)

### **Final Energy Consumption (FEC):**

Final energy consumption is the energy finally consumed in the transport, industrial, commercial, agricultural, public and household sectors. It excludes deliveries to the energy transformation sector and to the energy industries themselves.

Fuente: Eur. Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

Traducido al español, podemos decir que:

1) **Consumo Interior Bruto:**

Se refiere a la cantidad de energía consumida dentro de las fronteras de un país. Se calcula utilizando la siguiente fórmula: producción primaria + productos recuperados + importaciones + variación de existencias - exportaciones - búnkers (es decir, cantidades suministradas a buques de navegación marítima).

2) **Consumo Final de Energía:**

Se refiere al consumo final de la energía en el transporte, industria, comercio, agricultura, sector público y hogares. Se excluyen las cantidades suministradas para la transformación y / o uso propio de las industrias productoras de energía, así como pérdidas en la red.

1) Contribución de energías renovables en el consumo interior bruto de la UE (2000 – 2007; en %):

Share of RES to Gross Inland Consumption (*)								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EU-27	5.8%	5.8%	5.7%	6.0%	6.4%	6.7%	7.1%	7.8%
BE	1.3%	1.5%	1.5%	1.9%	2.0%	2.4%	2.9%	3.1%
BG	4.2%	3.6%	4.4%	4.8%	5.2%	5.6%	5.6%	4.7%
CZ	1.5%	1.7%	2.0%	3.3%	3.9%	4.0%	4.3%	4.7%
DK	10.9%	11.4%	12.4%	13.5%	15.1%	16.4%	15.6%	17.3%
DE	2.8%	3.0%	3.4%	3.9%	4.5%	5.1%	6.0%	8.3%
EE	10.3%	10.6%	11.0%	10.6%	10.6%	10.6%	9.8%	9.9%
IE	1.6%	1.6%	1.7%	1.6%	1.8%	2.4%	2.7%	2.9%
EL	5.0%	4.5%	4.7%	5.1%	5.1%	5.2%	5.7%	5.0%
ES	5.7%	6.5%	5.4%	6.9%	6.3%	6.0%	6.5%	7.0%
FR	7.0%	6.9%	6.3%	6.5%	6.5%	6.3%	6.6%	7.0%
IT	5.2%	5.5%	5.3%	5.8%	6.8%	6.5%	7.0%	6.9%
CY	1.9%	1.8%	1.8%	1.8%	2.0%	1.9%	1.9%	2.4%
LV	31.8%	31.7%	31.3%	30.9%	33.1%	33.0%	31.0%	29.7%
LT	9.2%	8.4%	8.1%	7.9%	8.0%	8.8%	9.3%	8.9%
LU	1.6%	1.3%	1.4%	1.4%	1.6%	1.6%	1.7%	2.5%
HU	2.1%	1.9%	3.4%	3.4%	3.6%	4.4%	4.8%	5.3%
MT								
NL	2.4%	2.4%	2.6%	2.6%	2.8%	3.4%	3.6%	3.6%
AT	22.8%	22.2%	22.1%	19.8%	20.8%	21.1%	22.3%	23.8%
PL	4.2%	4.5%	4.6%	4.5%	4.7%	4.8%	5.1%	5.1%
PT	15.3%	16.1%	13.9%	16.9%	14.7%	13.2%	17.1%	17.6%
RO	10.9%	9.3%	9.7%	9.9%	11.5%	12.6%	11.7%	11.9%
SI	12.3%	11.5%	10.5%	10.3%	11.5%	10.6%	10.5%	10.0%
SK	2.8%	4.0%	3.7%	3.3%	3.9%	4.3%	4.6%	5.5%
FI	23.8%	22.4%	21.8%	20.9%	23.0%	23.1%	22.7%	22.6%
SE	31.4%	28.3%	26.3%	25.3%	25.7%	29.6%	29.4%	30.9%
UK	1.1%	1.1%	1.2%	1.3%	1.5%	1.7%	1.9%	2.1%

Notes: (\*) RES Gross Inland Consumption / Gross Inland Consumption.

Fuente: Eur. Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

2) Energías renovables en el consumo final de energía en la UE (2006, 2007, 2008 y objetivo para 2020; en % del total de la energía final consumida):

**Table 1.6.1: Share of renewable energy in gross final energy consumption (%)**

	2006	2007	2008	2020 target
<b>EU-27</b>	8.8	9.7	10.3	20.0
Belgium	2.7	3.0	3.3	13.0
Bulgaria	9.3	9.1	9.4	16.0
Czech Republic	6.4	7.3	7.2	13.0
Denmark	16.8	18.1	18.8	30.0
Germany	6.9	9.0	8.9	18.0
Estonia	16.1	17.1	19.1	25.0
Ireland	3.0	3.4	3.8	16.0
Greece	7.2	8.1	8.0	18.0
Spain	9.1	9.6	10.7	20.0
France <sup>(1)</sup>	9.6	10.2	11.0	23.0
Italy	5.3	5.2	6.8	17.0
Cyprus	2.5	3.1	4.1	13.0
Latvia	31.3	29.7	29.9	40.0
Lithuania	14.7	14.2	15.3	23.0
Luxembourg	0.9	2.0	2.1	11.0
Hungary	5.1	6.0	6.6	13.0
Malta	0.1	0.2	0.2	10.0
Netherlands	2.5	3.0	3.2	14.0
Austria	24.8	26.6	28.5	34.0
Poland	7.4	7.4	7.9	15.0
Portugal	20.5	22.2	23.2	31.0
Romania	17.5	18.7	20.4	24.0
Slovenia	15.5	15.6	15.1	25.0
Slovakia	6.2	7.4	8.4	14.0
Finland	29.2	28.9	30.5	38.0
Sweden	42.7	44.2	44.4	49.0
United Kingdom	1.5	1.7	2.2	15.0
Iceland	:	:	:	-
Norway	:	:	:	-
Switzerland	:	:	:	-
Croatia	:	:	:	-
The former Yugoslav Republic of Macedonia	:	:	:	-
Turkey	:	:	:	-

<sup>(1)</sup> "France métropolitaine", excluding the four overseas departments (French Guyana, Guadeloupe, Martinique and Réunion).

Source: Eurostat (Europe 2020 indicators — online data code: t2020\_31)

Fuente: Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2010; ISSN 1725-4566.

Por lo tanto, el Consumo Interior Bruto de energía necesariamente supone una cantidad mayor de toneladas de petróleo equivalentes (toe/tpe) que el Consumo Final de energía, ya que el segundo excluye una cantidad importante de energía. Según los datos de Eurostat, por ejemplo para el año 2007 la cifra del Consumo Interior Bruto fue de 1.806.378 toe, mientras que la cantidad para el Consumo Final de energía fue de 1.193.356 toe.

Esta diferencia de cantidades, junto con la composición del consumo energético medido, son las causas últimas de la diferencia observada en los porcentajes (casi dos puntos porcentuales) de la participación de las energías renovables. En el caso del Consumo Interior Bruto, a mayor cantidad de energía consumida, menor proporción de energía renovable. Esto se debe a que el Consumo Interior Bruto incluye las cantidades suministradas para la transformación y / o uso propio de las industrias productoras de energía (así como pérdidas en la red) – siendo dichas cantidades formadas casi en su totalidad por fuentes de energía tradicionales. De allí la menor proporción de energía renovable en el Consumo Interior Bruto, y la aparente divergencia de datos.

## **a) Glosario - definiciones de los combustibles:**

1) **Aditivos/oxigenados:** Los aditivos son compuestos que no son hidrocarburos y que se agregan o se mezclan con un producto para modificar sus propiedades como combustible (octanaje, cetanaje, propiedades en frío, etc.):

- Oxigenados, como alcoholes (metanol, etanol), éteres como MTBE (éter butílico terciario metílico), ETBE (éter butílico terciario etílico), TAME (éter terciario metílico amílico).
- Ésteres (por ejemplo, aceite de canola o dimetilo-éster, etc.).
- Compuestos químicos (tales como tetrametilo de plomo, tetraetilo de plomo y detergentes).

(Nota: Las cantidades de etanol reportadas en esta categoría deben relacionarse con las cantidades destinadas para uso como combustible.)

2) **Antracita:** Véase Carbón duro.

3) **Arenas bituminosas:** Véase Lignito.

4) **Biocombustibles:** Los biocombustibles incluyen bioetanol, biodiesel, biometanol, biodimetiléter, bio-petróleo. Los biocombustibles líquidos son principalmente biodiesel y bioetanol/ETBE usados como combustibles para transporte. Pueden hacerse de aceites vegetales nuevos o usados y pueden mezclarse con, o sustituir, los combustibles en base al petróleo. El insumo vegetal natural incluye los aceites de soya, girasol y canola. Bajo algunas circunstancias, pueden utilizarse los aceites vegetales usados como insumo para el proceso también.

4) **Biogás:** Un gas compuesto principalmente de metano y anhídrido carbónico producidos por la digestión anaeróbica de la biomasa, e incluyendo:

- Gas de relleno sanitario, formado por la digestión de los desechos depositados.
- Gas de lodos de alcantarillado, producido por su fermentación anaeróbica.
- Otro biogás, tales como el biogás producido por la fermentación anaeróbica de lechadas y desechos de animales de mataderos, cervecerías y otras industrias agro-alimentarias.

5) **Biomasa sólida:** Cubre el material orgánico, no fósil de origen biológico que puede usarse como combustible para producir calor o generar electricidad. Comprende:



- Carbón vegetal: Cubre los residuos sólidos de la destilación destructiva y pirólisis de la madera u otra materia vegetal.
- Leña / desechos de madera / otros desechos sólidos: Cubre los cultivos intencionalmente para fines energéticos (álamo, sauce, etc.), muchos materiales leñosos generados por procesos industriales (por la industria maderera y de papel en particular) o proporcionado directamente por el desarrollo forestal y la agricultura (leña, viruta de madera, corteza, aserrín, retazos, licor negro, etc.) así como desechos tales como paja, cáscara de arroz y de nueces, material del piso de los corrales avícolas, restos vinícolas triturados, etc. La combustión es la tecnología preferida para estos desechos sólidos. La cantidad de combustible usada debe reportarse como valor calorífico neto.

6) **Bitumen:** El bitumen es un hidrocarburo sólido, semi-sólido o viscoso con estructura coloidal, pardo a negro en color, obtenido como residuo en la destilación del petróleo crudo, por destilación al vacío de los residuos petroleros de la destilación atmosférica. El bitumen suele llamarse también asfalto y se usa principalmente para construir carreteras e impermeabilizar los techos. Esta categoría incluye el bitumen fluidificado y recortado.

7) **BKB (Braunkohlenbriketts)** (incluye las briquetas de turba): Un combustible compuesto, hecho del lignito. El lignito se tritura, seca y moldea bajo alta presión en una briqueta uniforme sin agregar ningún aglutinante. La producción alemana de polvo de lignito se incluye en esta categoría.

8) **Briquetas de turba:** Véase BKB.

9) **Carbón coquizable:** Véase Carbón duro.

10) **Carbón de vapor:** Véase Carbón duro.

11) **Carbón duro:** El carbón duro se refiere al carbón mineral de valor calorífico bruto mayor a 23.865 kJ/kg (5700 kcal/kg) en términos sin ceniza pero con su contenido de humedad y con una reflectancia media aleatoria de vitrinita al menos de 0,6. El carbón duro comprende:

11.1) **Carbón coquizable** (o aglutinante): Carbón con una cualidad que permite producir coque para alto horno. Los siguientes códigos para clasificación de carbón cubren los que caerían en esta categoría:

- Códigos de clasificación internacionales 323, 333, 334, 423, 433, 434, 435, 523, 533, 534, 535, 623, 633, 634, 635, 723, 733, 823.
- Clasificación EEUU, Clase II Grupo 2 “Mediano Volátil Bituminoso”.

- Clasificación británica Clases 202, 203, 204, 301, 302, 400, 500, 600.
- Clasificación polaca Clases 33, 34, 35.1, 35.2, 36, 37.
- Clasificación australiana Clases 4A, 4B, 5.

11.2) **Otro carbón bituminoso y antracita (carbón de vapor):** El carbón de vapor se usa para generar vapor de agua y para calefacción. Incluye todo carbón tipo antracita y bituminosos no incluidos bajo el carbón coquizable.

12) **Carbón pardo:** Véase Lignito.

13) **Carbón sub-bituminoso:** Carbón no aglomerante con un valor calorífico bruto entre 17.435 kJ/kg (4165 kcal/kg) y 23.865 kJ/kg (5700 kcal/kg) que contiene más del 31% materia volátil en términos secos y libres de materia mineral.

14) **Carbón vegetal:** Véase Biomasa sólida.

15) **Combustibles “patente”:** Un combustible compuesto de partículas del carbón duro, moldeado agregando un aglutinante. Nótese que la cantidad de combustibles “patente” producida puede ser ligeramente superior a la cantidad de carbón mineral consumido en el proceso de transformación por el aumento del aglutinante.

16) **Combustóleo pesado:** Este término incluye todos los petróleos residuales pesados (incluyendo los obtenidos mediante mezclas). Su viscosidad cinemática es superior a los 10 cSt a 80°C. Su punto de inflamación siempre es superior a 50°C y su densidad siempre es superior a 0,90 kg/l.

- Bajo contenido de azufre: combustóleo pesado con contenido de azufre menor al 1%.
- Alto contenido de azufre: combustóleo pesado con contenido de azufre de 1% o más.

17) **Coque de coquería:** El producto sólido obtenido de la carbonización del carbón mineral, principalmente carbón coquizable, a alta temperatura; tiene poca humedad y materia volátil. El coque de coquería se usa principalmente en la siderúrgica como fuente de energía y como agente químico. El cisco de coque y coque de fundición están incluidos en esta categoría. El semicoque, que es el producto sólido obtenido de la carbonización del carbón mineral a baja temperatura, debe incluirse en esta categoría. El semicoque se usa como combustible doméstico o por la propia planta de transformación. Este encabezamiento también incluye coque, cisco de coque y semicoque de lignito.

18) **Coque de petróleo:** El coque de petróleo es un subproducto negro y sólido, obtenido principalmente mediante el craqueo y la carbonización del insumo derivado del petróleo los residuos al vacío, alquitrán y pez betún en procesos tales como coquificación retardada o al fluido. Consiste principalmente en carbono (90% - 95%) y tiene un contenido bajo de ceniza. Se usa como insumo en coquería para la siderúrgica, para calefacción, para manufactura de electrodos y para producción química. Las dos clases más importantes son el “coque verde” y “coque calcinado”. Esta categoría también incluye “coque catalizador” depositado en el catalizador durante los procesos de refinación; este coque no es recuperable y usualmente se quema como combustible de la refinería.

19) **Desechos:**

- Desechos industriales: Desechos de origen industrial no renovable (sólidos o líquidos) quemados directamente para producir electricidad y/o calor. La cantidad de combustible usada debe reportarse en términos del valor calorífico neto. Los desechos industriales renovables deben reportarse en las categorías de biomasa sólida, biogás y/o biocombustibles líquidos.
- Desechos sólidos municipales (fuentes renovables): Desechos producidos por los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario que contienen materiales biodegradables que se incineran en instalaciones específicas. La cantidad de combustible usada debe reportarse como valor calorífico neto.
- Desechos sólidos municipales (fuentes no renovables): Desechos por los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario que contienen materiales no biodegradables que se incineran en instalaciones específicas. La cantidad de combustible usada debe reportarse como valor calorífico neto.

20) **Diesel:** Véase Gasoléo / diesel.

21) **Energía de las mareas / olas / océano:** Energía mecánica derivada del movimiento de las olas o las mareas y explotada para generar electricidad.

22) **Energía eólica:** Energía cinética del viento que se explota para generar electricidad en turbinas eólicas.

23) **Energía geotérmica:** Energía disponible como calor emitido desde el interior de la corteza terrestre, usualmente en forma de agua caliente o vapor. Se explota en los sitios apropiados:

- Para generar electricidad usando vapor seco o salmuera de alta entalpía luego de vaporizarse.
- Directamente como calor para calefacción domiciliar, agricultura, etc.

24) **Energía solar:** La radiación del sol, explotada para producir agua caliente y generar electricidad, usando:

- Colectores planos, principalmente de tipo termosifón, para calentar agua de uso residencial o piscinas.
- Celdas fotovoltaicas.
- Centrales termoeléctricas solares.

(Nota: La energía solar pasiva para calefacción, enfriamiento e iluminación directas de las residencias u otros edificios no se incluye.)

24) **Espíritu de petróleo y espíritus con punto específico de ebullición (SBP):** Espíritu de petróleo y SBP se definen como destilados intermedios refinados con una destilación en el rango de nafta / queroseno. Se subdividen como:

- Industrial Spirit (SBP): Petróleos livianos que se destilan entre 30°C y 200°C. Hay 7 u 8 grados de industrial spirit, dependiendo de la posición del corte en el rango de destilación. Los grados se definen según la diferencia de temperatura entre el 5% por volumen y el 90% por volumen de puntos de destilación (que no es más de 60°C).
- Espíritu de petróleo: Industrial spirit con un punto de inflamación superior a los 30°C. El rango de destilación del espíritu de petróleo es 135°C - 200°C.

25) **Etano:** Un hidrocarburo naturalmente gaseoso de cadena recta (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) extraído del gas natural y las corrientes de gases en las refinerías.

26) **Gas de alto horno:** Obtenido como sub-producto en la operación de los altos hornos; se recupera al salir de los hornos y se usa en parte dentro de la planta y en parte para otros procesos siderúrgicos o en centrales eléctricas equipadas para quemarlo. La cantidad de combustible debe reportarse con su valor calorífico bruto.

27) **Gas de coque:** Sub-producto del carbón duro que se usa para producir gas municipal en las plantas de gas. El gas de coque se usa para la calefacción.

28) **Gas de coquería:** Obtenido como sub-producto de las operaciones de carbonización y gasificación de combustible sólido por los productores de coque y siderúrgicas que no se

vinculan con plantas de gas, municipales u otras. La cantidad de combustible debe reportarse como valor calorífico bruto.

**29) Gas de horno de acero al oxígeno:** Obtenido como sub-producto de la producción de acero en un horno al oxígeno: se recupera al salir del horno. El gas también se conoce como gas de convertidor, gas BOS (básico oxígeno acero) o gas LD. La cantidad de combustible debe reportarse como valor calorífico bruto.

**30) Gas de planta de gas:** Cubre todo tipo de gases incluyendo el sustituto del gas natural producido en las plantas públicas o privadas, cuyo propósito principal es manufacturar, transportar y distribuir el gas. Incluye el gas producido por carbonización (incluyendo el gas producido por las coquerías y transferido a la planta de gas) reportados bajo la fila de “Producción”, por gasificación total sin o con enriquecimiento por productos petroleros (GLP, combustóleo residual, etc.), por craqueo del gas natural, y por reformación y simple mezcla de gases y/o aire, reportados bajo la fila de “De Otras Fuentes”.

**31) Gas de refinería (no licuado):** El gas de refinería incluye una mezcla de gases no condensables - hidrógeno, metano, etano y olefinas obtenidos durante la destilación del petróleo crudo o el tratamiento de productos petroleros (por ejemplo, craqueo) en las refinerías. Esto también incluye gases devueltos de la industria petroquímica.

**32) Gas licuado de petróleo (GLP):** Los GLP son hidrocarburos livianos y parafínicos derivados de los procesos de refinación, la estabilización del petróleo crudo y las plantas de procesamiento del gas natural. Consisten principalmente en propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) y butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) o una combinación de los dos. También podrían incluir propileno, butileno, isobuteno e isobutileno. El GLP normalmente se licua bajo presión para el transporte y almacenamiento.

**33) Gas natural:** Comprende gases que ocurren en yacimientos subterráneos, licuados o gaseosos - principalmente metano. Incluye tanto el gas “no asociado” que se origina en los campos que producen los hidrocarburos sólo en forma gaseosa y “asociado” producido conjuntamente con el petróleo crudo, así como el metano recuperado de las minas de carbón.

**34) Gas natural comprimido (GNC):** El GNC es gas natural para uso en vehículos especiales para el GNC, que lo llevan en cilindros a presión alta. El uso del GNC se radica en sus propiedades de quemarse sin contaminar mucho, ya que produce menos emisiones de gases de efecto invernadero que la gasolina automotriz o el diesel. Se usa más frecuentemente en los vehículos de pasajeros livianos y camionetas, camiones de reparto medianos y buses escolares y de tránsito público.

35) **Gas natural licuado (GNL):** El gas natural, enfriado hasta aproximadamente  $-160^{\circ}\text{C}$  bajo presión atmosférica se condensa a forma líquida y se llama GNL. El GNL es inodoro, incoloro, no corrosivo y no tóxico.

36) **Gasoléo / diesel (destilado de combustóleo):** El gasoléo/ diesel es principalmente un destilado medio que se produce entre  $180^{\circ}\text{C}$  y  $380^{\circ}\text{C}$ . Varios grados están disponibles según sus usos:

- Diesel de transporte: para los motores de pistón de tipo diesel (automóviles, camiones, etc.), usualmente con bajo contenido de azufre.
- Calefacción y otros usos afines:
- Calefacción para usos industriales y comerciales.
- Combustible marino y ferroviario.
- Otros gasoléos incluyendo los pesados que se destilan entre  $380^{\circ}\text{C}$  y  $540^{\circ}\text{C}$  y se usan como insumos petroquímicos.

37) **Gasolina:** Véase Gasolina para automotores o gasolina tipo combustible de aviación.

38) **Gasolina con plomo para automotores:** Véase Gasolina para automotores.

39) **Gasolina de aviación:** Este es un destilado preparado especialmente para los motores de avión a pistón, con un octanaje especial para dichos motores, un punto de congelación de  $-60^{\circ}\text{C}$  y un rango de destilación usualmente entre los límites de  $30^{\circ}\text{C}$  y  $180^{\circ}\text{C}$ .

40) **Gasolina para automotores:** La gasolina para automotores consta de una mezcla de hidrocarburos livianos que se destilan entre  $35^{\circ}\text{C}$  y  $215^{\circ}\text{C}$ . Se usa como combustible para motores a pistón con bujía de vehículos terrestres. La gasolina para automotores puede incluir aditivos, oxigenados y aumentos del octanaje, incluyendo compuestos de plomo como TEL (Tetraetilo de plomo) y TML (tetrametilo de plomo). La gasolina para automotores puede dividirse en dos grupos:

- Gasolina sin plomo para automotores: gasolina para automotores sin compuestos de plomo para reforzar su octanaje, aunque puede contener cantidades mínimas de plomo orgánico.
- Gasolina con plomo para automotores: gasolina para automotores con TEL (tetraetilo de plomo) y/o TML (tetrametilo de plomo) agregado para aumentar el octanaje. Esta categoría incluye los componentes para mezcla con la gasolina para automotores



(excluyendo los aditivos/oxigenados), por ejemplo, alquilados, isomerados, reformados, gasolina craqueada destinada para uso como gasolina para automotores terminada.

**41) Gasolina tipo combustible de aviación o tipo jet fuel (nafta tipo combustible de aviación o JP4):** Esto incluye todos los hidrocarburos livianos para uso en las turbinas de aviación, que se destilan entre 100°C y 250°C. Se obtiene mezclando querosenos y gasolina o naftas de tal manera que el contenido aromático no exceda del 25% por volumen y la presión de vapor esté entre 13,7kPa y 20,6kPa.

**42) Hidroenergía:** Energía potencial y cinética del agua, convertida en electricidad en centrales hidroeléctricas. Debe incluirse el almacenamiento por bombeo. Deben reportarse los tamaños detallados de las centrales sin tomar en cuenta el almacenamiento por bombeo.

**43) Leña / desechos de madera / otros desechos sólidos:** Véase Biomasa sólida.

**44) Licor negro:** Este es un sub-producto reciclado formado durante la producción de celulosa de madera en la industria papelera. En este proceso, la lignina de la madera se separa de la celulosa, y ésta conforma las fibras del papel. El licor negro es la combinación del residuo de la lignina con agua y los químicos usados para extracción de la lignina; se quema en una caldera de recuperación. La caldera produce vapor y electricidad y recupera los químicos inorgánicos para reciclarlos en el proceso.

**45) Lignito:** Carbón no aglomerante con un valor calorífico bruto menor a 17.435 kJ/kg (4165 kcal/kg) y más de 31% materia volátil en términos secos y libres de materia mineral. Las lutitas petrolíferas y arenas bituminosas producidas y combustionadas directamente deben reportarse en esta categoría. Las lutitas petrolíferas y arenas bituminosas usadas como insumos para otros procesos de transformación también deben reportarse en esta categoría. Esto incluye la porción de las lutitas petrolíferas o arenas bituminosas que se consumen en el proceso de transformación.

**46) Líquidos de gas natural (LGN):** Los líquidos de gas natural son hidrocarburos líquidos o licuados que se recuperan del gas natural en instalaciones para separación o procesamiento. Los líquidos de gas natural incluyen etano, propano, butano (normal e iso-), (iso)pentano y otros pentanos (a veces llamados gasolina natural o condensado de planta). El gas natural puede extraerse con el petróleo crudo (gas asociado) o de un campo gasífero sin petróleo crudo. Los LGN pueden sacarse del caudal de gas natural cerca del cabezal o transportarse en una planta distante de procesamiento. Cuando ocurre procesamiento de gas y también producción de

petróleo crudo, es común que se inyecte parte de la fracción condensada de los LGNs en el caudal de petróleo crudo.

47) **Lubricantes:** Los lubricantes son hidrocarburos producidos de sub-productos destilados; se usan principalmente para reducir la fricción entre las superficies que se rozan. Esta categoría incluye todos los grados terminados de aceites lubricantes, desde el aceite para husillos hasta el aceite para cilindros, y los utilizados en grasas, incluyendo los aceites de motor y todos los grados de bases para aceite lubricante.

48) **Lutitas petrolíferas:** Véase Lignito.

49) **Materia prima para refinerías o insumos de refinería:** La materia prima para refinerías son petróleos procesados, destinados para procesamiento adicional (por ejemplo, combustóleo o gasóleo al vacío) excluyendo las mezclas. Con más procesamiento, se transformarán en otros componentes y/o productos terminados. Esta definición también cubre las devoluciones desde la industria petroquímica hasta la industria de refinación (por ejemplo, gasolina de pirólisis, fracciones C4, gasóleo y combustóleo).

50) **Nafta:** La nafta es un insumo para la industria petroquímica (por ejemplo, manufactura de etileno o aromático). La nafta comprende material en el rango de destilación de los 30°C - 210°C o parte de este rango. Si se importa la nafta para mezclarla, se la reporta como importación de nafta y consta en la fila de transferencia entre productos, como asiento negativo para la nafta y positivo para el producto terminado correspondiente.

51) **Orimulsión:** Petróleo emulsionado entre agua y bitumen natural.

52) **Otro carbón bituminoso y antracita:** Véase Carbón duro.

53) **Otro queroseno:** El queroseno es un destilado refinado del petróleo que se usa en sectores aparte del transporte aéreo. Se destila entre 150°C y 300°C.

54) **Otros hidrocarburos:** Esta categoría incluye el petróleo crudo sintético de arenas bituminosas, lutitas petrolíferas, etc., líquidos de la licuefacción del carbón mineral, líquidos de la conversión del gas natural en gasolina, hidrógeno y aceites emulsionados (por ejemplo, orimulsión).

55) **Otros productos petroleros:** Todos los productos no mencionados específicamente supra, ejemplo alquitrán y azufre. Esta categoría también incluye aromáticos (por ejemplo, BTX o benceno, tolueno y xileno) y olefinas (por ejemplo, propileno) producidos en las refinerías.

56) **Parafinas:** Son hidrocarburos saturados alifáticos. Estas ceras son residuos extraídos cuando se elimina la parafina de los aceites lubricantes. Tienen una estructura cristalina, más o menos fina según el grado. Sus principales características son: incoloras, inodoras y traslúcidas, con punto de fusión sobre los 45°C.

57) **Petróleo crudo:** El petróleo crudo es un aceite mineral de origen natural que comprende una mezcla de hidrocarburos e impurezas asociadas, como el azufre. Existe en fase líquida bajo temperatura y presión normales (ambientales), y sus características físicas (densidad, viscosidad, etc.) son altamente variables. Esta categoría incluye el líquido condensado en el campo petrolero que se recupera del gas asociado o no, cuando esté mezclado con el caudal comercial de petróleo crudo.

58) **Queroseno:** Este destilado se usa para las turbinas de aeronaves. Tiene las mismas características de destilación entre 150°C y 300°C (generalmente no sobre los 250°C) y punto de inflamación como el queroseno. Además, tiene especificaciones particulares (tales como su punto de congelación) establecidos por la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA). Esta categoría incluye los componentes que se mezclan con el queroseno.

59) **Sustituto de gas natural:** Este es un gas de alto valor calorífico, elaborado por la conversión química de un hidrocarburo / combustible fósil. Es química y físicamente intercambiable con el gas natural y usualmente se distribuye mediante el sistema de gas natural. Las principales materias primas para producir el sustituto de gas natural son: carbón mineral, petróleo y lutitas petrolíferas. El sustituto de gas natural se diferencia de los demás gases industriales por su alto valor calorífico (sobre los 8.000 kcal/m<sup>3</sup>) y por su alto contenido de metano (sobre el 85%). El sustituto de gas natural producido por síntesis de otros combustibles aparte de los basado en el carbón mineral debe clasificarse también bajo de otras fuentes. La cantidad de combustible debe reportarse como valor calorífico bruto.

60) **Turba:** Combustible blando, poroso o comprimido, de un depósito fósil sedimentario de origen vegetal con alto contenido de agua (hasta el 90% en estado original), fácil de cortar, de color pardo claro u oscuro. Sólo la turba usada con fines energéticos debe reportarse.

## **\* Características de los combustibles:**

Aparte de las definiciones empleadas, también es importante hacer un breve recorrido por las características de los combustibles de los cuales se habla en la primera parte de la Tesis dedicada a la descripción de la situación energética general de la Unión Europea. Se incluyen tablas (tanto extraídas de las fuentes consultadas, como las de elaboración propia) que de manera muy gráfica distinguen y ordenan los distintos productos energéticos analizados a lo largo del trabajo. Por lo tanto, se hace una reseña de las principales características de los combustibles, concretamente de fósiles sólidos y los gases derivados (ante todo el carbón mineral y sus derivados), del petróleo crudo y los productos derivados (entre los cuales pertenece el petróleo crudo, los líquidos de gas natural, otros insumos a la refinería y los productos petroleros) y finalmente del gas natural. Consiguientemente se explica con más detalle la nomenclatura de algunos productos energéticos mencionados y sus principales diferencias, para esclarecer aún más las dudas que podrían surgir debido a la traducción y a la similitud de las siglas que se utilizan comúnmente para distinguir a estos productos.

### **1) Combustibles fósiles sólidos y gases derivados:**

- **Carbón mineral:**

Existen varios sistemas para categorizar los recursos carboníferos. La valoración mide la cantidad de petrificación que ha sufrido el mineral en su formación, a la que se somete en etapas consecutivas y continuas, pasando de lignito a sub-bituminoso, hasta bituminoso y finalmente antracita. El carbón evoluciona por estas etapas a medida que los aumentos en la temperatura y presión reducen su contenido de agua y aumentan su contenido de carbono.

Las formas del carbón de menor valor, como lignito y carbón sub-bituminoso, típicamente son más blandos y fáciles de romper, con una apariencia sin brillo, como tierra; se caracterizan de altos niveles de humedad y bajo contenido de carbono, y por ende un bajo contenido energético.

Las formas de carbón más valiosas típicamente son más duras y fuertes y a menudo tienen un brillo negro vidrioso (carbón brillante). La mayor valoración se acompaña de un aumento en los contenidos de carbono y de valor energético y una disminución en el contenido de humedad. La antracita culmina la escala de valoración y tiene los mayores valores de carbono y de energía y menores niveles de humedad.

(El carbón sub-bituminoso, carbón bituminoso y antracita se conocen colectivamente como carbón negro.)

### Productos sólidos primarios y derivados del carbón mineral:

PRODUCTOS PRIMARIOS DE CARBÓN	Carbón coquizable	COMBUSTIBLES FÓSILES SÓLIDOS
	Otro carbón bituminoso y antracita	
	Carbón sub-bituminoso	
	Lignito	
	Turba	
COMBUSTIBLES DERIVADOS	Combustibles "patente"	GASES MANU-FACTURADOS
	Coque de coquería	
	Gas de coque	
	Briquetas	
	Gas de planta de gas	
	Gas de coquería	
	Gas de alto horno	
	Gas de horno de acero al oxígeno	

Fuente: Manual de estadísticas energéticas, OCDE/AIE, 2007.

## 2) Petróleo crudo y productos petroleros:

- **Petróleo crudo:**

Hay muchas variedades de petróleo crudo porque el petróleo crudo contiene una amplia gama de hidrocarburos, dependiendo del lugar donde se encuentre. Los hidrocarburos en el petróleo crudo varían de los más livianos hasta los más pesados, y estas características de los petróleos crudos individuales pueden determinar su precio. Un petróleo crudo que contiene muchos hidrocarburos más pesados y pocos livianos se considera un petróleo crudo pesado; en el caso inverso, se le dice liviano. Un ejemplo de un crudo pesado es el petróleo Maya de México, mientras que el Bonny Light de Nigeria se considera liviano.

Aparte de los hidrocarburos, el petróleo crudo cuando sale del subsuelo puede contener sales, algunas de las cuales serán corrosivas, más azufre. Las sales se eliminan mediante un proceso de desalación y el azufre puede eliminarse mediante la desulfurización. La concentración de azufre en el petróleo crudo varía desde menos del 0,05% hasta más del 5% en algunos crudos – en general, mientras más alta sea la densidad del petróleo crudo, más alto será su contenido de azufre. Pero el azufre puede también ser una característica indeseable para el procesamiento, dependiendo de la cantidad que tiene que eliminarse. Los crudos con poco azufre se suelen llamar crudos "dulces" mientras que las variedades con mayor contenido de azufre son "agrias".

- **Líquidos de gas natural (LGN):**

Los líquidos de gas natural son mezclas de hidrocarburos líquidos, que son gaseosos a las temperaturas y presiones del yacimiento, pero son recuperables por condensación y absorción.

Los líquidos de gas natural pueden clasificarse según su presión de vapor; ésta es la presión que ejerce un vapor al escaparse de un líquido y cuantifica la tendencia de las moléculas de entrar en fase gaseosa. Un líquido de gas natural con presión de vapor baja es un condensado; con una presión intermedia, es una gasolina natural, y con presión de vapor alta es un gas licuado de petróleo. Así, el gas licuado de petróleo (GLP) es gaseoso a temperatura y presión ambiental; consta de propano y butano. La gasolina natural incluye pentanos, hidrocarburos más pesados. Es líquido a temperatura y presión ambiental.

Los líquidos de gas natural incluyen el propano, butano, pentano, hexano y heptano, pero no el metano y etano, ya que estos hidrocarburos necesitan refrigeración para licuarse. El término se abrevia comúnmente como LGN.

- **Otros insumos a la refinería:**

Aparte del petróleo crudo y LGNs, se usan una serie de otros insumos para elaborar los productos petroleros. Entre estos insumos a la refinería están petróleos sin terminar, los que han pasado por un proceso de refinación, así como petróleos crudos de producción sintética, por ejemplo de arenas bituminosas o licuefacción de carbón mineral, y otros componentes que se combinan principalmente con la gasolina para mejorar sus propiedades como combustible.

- **Productos petroleros:**

Los productos petroleros son una forma secundaria del petróleo crudo producido por las refinerías mediante la refinación. El proceso de destilación es el primero de la refinación que sufre el petróleo crudo, con el fin de dividirlo en varias fracciones. Una unidad de destilación calienta el petróleo crudo y los siguientes productos se obtienen y se recuperan a diferentes temperaturas. Los productos más livianos, GLP, nafta y gasolina, pueden recuperarse a las temperaturas más bajas, mientras que la gasolina de aviación, el queroseno y el gasóleo / diesel se recuperan a temperaturas medias. Por eso este segundo grupo se conoce como los destilados medios. Las fracciones más pesadas, como combustóleo, requieren temperaturas muy altas.

### Productos petroleros primarios y secundarios:

<b>PRODUCTOS PETROLEROS PRIMARIOS</b>	Petróleo crudo	
	Líquidos de gas natural	
	Otros hidrocarburos	
<b>PRODUCTOS SECUNDARIOS INSUMOS A LA REFINERÍA</b>	Aditivos / componentes de mezcla	
	Insumos de refinería	
<b>PRODUCTOS SECUNDARIOS</b>	Gas de refinería	Diesel para transporte
	Etano	Gasóleo de calefacción y otro
	Gas licuado de petróleo	Residuos combustibles: bajo contenido de azufre
	Nafta	Residuos combustibles: alto contenido de azufre
	Gasolina de aviación	White spirit + SBP
	Gasolina tipo jet fuel	Lubricantes
	Gasolina sin plomo	Bitumen
	Gasolina con plomo	Parafinas
	Queroseno tipo jet fuel	Coque de petróleo
	Otro queroseno	Otros productos

Fuente: Manual de estadísticas energéticas, OCDE/AIE, 2007.

### 3) Gas natural:

El gas natural se compone principalmente de metano ( $\text{CH}_4$ ), que es la cadena más sencilla en los hidrocarburos. Es incoloro, inodoro, insípido y más liviano que el aire. Es gaseoso a cualquier temperatura superior a los  $-107,2^\circ\text{C}$ . La calidad y composición del gas natural varía mucho según el yacimiento, campo o formación del cual se extrae. Antes de que el gas natural pueda usarse comercialmente, necesita someterse a un proceso para eliminar los componentes indeseables. El valor del gas natural se determina por su contenido energético, que depende en gran medida de la pureza del gas y del número de átomos de carbono por unidad de volumen. Un ejemplo de un gas natural con un valor calorífico alto es el gas del mayor campo gasífero de Argelia, Hassi-R'Mel (alrededor de  $42.000 \text{ kJ/m}^3$ ).

Cuando el gas natural se enfría a una temperatura por debajo de los  $-160^\circ\text{C}$  a presión atmosférica, se condensa a líquido, y se conoce como gas natural licuado (GNL). La principal



ventaja del GNL sobre el gas natural es que su volumen es 600 veces menor que lo del gas. Además, el GNL pesa apenas un 45% de su volumen equivalente en agua. La ventaja del GNL en volumen y peso hace que sea factible almacenarlo y transportarlo de las zonas productoras a las consumidoras.

### **Diferencias GNL / LGN / GLP:**

Gas natural:	GNL = gas natural licuado	Producto gasístico	* en las estadísticas nacionales computa como gas natural
	(LNG = liquified natural gas)		
Petróleo:	LGN = líquidos de gas natural	Producto petrolero primario	* en las estadísticas nacionales computa como petróleo
	(NGL = natural gas liquids)		
	GLP = gas licuado de petróleo	Producto petrolero secundario	
	(LPG = liquified petroleum gas)		

Fuente: elaboración propia a partir del Manual de estadísticas energéticas, OCDE/AIE, 2007.

\* LGN con presión de vapor intermedia = gasolina. LGN con presión de vapor alta = GLP!

Más diferencias:

Existen dos diferencias fundamentales entre el gas natural licuado (GNL o LNG en inglés) y el gas licuado de petróleo (GLP o LPG en inglés):

1) Su método de obtención:

El gas natural licuado proviene directamente de los yacimientos petrolíferos, solo o acompañado por petróleo. Simplemente se recoge y se almacena una vez licuado y entonces se dispone de él para usos industriales y domésticos. No en todos los países está disponible.

El gas licuado de petróleo se obtiene de la destilación del petróleo crudo en las torres de destilación, una vez separado y licuado se almacena y entonces se dispone de él para los mismos usos que el gas natural. Está disponible en todos los países.

2) Su composición (varía según su origen):

El LNG contiene por lo general 85% metano, 10% Etano y <5% Propano.

El LPG contiene por lo general 60% Propano y 40% Butano. Adicionalmente contiene un mayor poder calorífico el gas debido a sus cadenas de carbono más largas.

Por lo tanto, no hay que confundir entre los productos que en las estadísticas energéticas nacionales computan en el apartado del gas natural y sus derivados y las que computan bajo el apartado del petróleo y sus derivados. Entre los productos gasísticos pertenece el gas natural licuado (con su abreviatura en español “GNL”) que en los textos en inglés se denomina “liquified natural gas” (aparece con la abreviatura “LNG”). Y entre los productos petroleros pertenecen los líquidos de gas natural (con siglas “LGN”), en inglés “natural gas liquids” (abreviado como “NLG”), que pertenecen entre los productos petroleros primarios; y el gas licuado de petróleo (con siglas “GLP”), que en inglés se denomina “liquified petroleum gas” (con su abreviatura “LPG”) y que pertenece entre los productos petroleros secundarios. Hay que distinguir bien entre estas partidas, ya que la similitud de las abreviaturas, que además a menudo en los textos se utilizan en inglés, podría llevar a una gran confusión.

**\* Coeficientes de conversión:**

Este apartado contiene también una serie de tablas que esquematizan los coeficientes de conversión necesarios para hacer los cálculos pertinentes, imprescindibles para comparar valores expresados en distintas unidades de la misma variable. Se trata de la tabla de coeficientes de conversión entre unidades de volumen (p. ej. nos permite convertir barriles en litros o galones estadounidenses en metros cúbicos), la tabla de coeficientes de conversión entre unidades de masa (p. ej. nos ayuda a convertir kilogramos en libras o toneladas largas en toneladas cortas) y la tabla de coeficientes de conversión entre unidades de energía (p. ej. nos facilita la conversión de terajulios a gigavatios-hora o de unidades térmicas británicas a millones de toneladas equivalentes al petróleo).

### Coeficientes de conversión entre unidades de volumen:

En:	<b>Gal EEUU</b>	<b>gal R.U.</b>	<b>bbl</b>	<b>ft<sup>3</sup></b>	<b>l</b>	<b>m<sup>3</sup></b>
Para convertir:	Multiplicar por:					
Galón EEUU (gal)	1	0,8327	0,02381	0,1337	3,785	0,0038
Galón Reino Unido (gal)	1,201	1	0,02859	0,1605	4,546	0,0045
Barril (bbl)	42,0	34,97	1	5,615	159,0	0,159
Pie cúbico (ft <sup>3</sup> )	7,48	6,229	0,1781	1	28,3	0,0283
Litro (l)	0,2642	0,220	0,0063	0,0353	1	0,001
Metro cúbico (m <sup>3</sup> )	264,2	220,0	6,289	35,3147	1 000,0	1

Fuente: Manual de estadísticas energéticas, OCDE/AIE, 2007.

### Coeficientes de conversión entre unidades de masa:

En:	<b>kg</b>	<b>t</b>	<b>Lt</b>	<b>st</b>	<b>Lb</b>
De :	Multiplicar por:				
Kilogramo (kg)	1	0,001	$9,84 \times 10^{-4}$	$1,102 \times 10^{-3}$	2,2046
Tonelada (t)	1000	1	0,984	1,1023	2204,6
Tonelada larga (Lt)	1016	1,016	1	1,120	2240,0
Tonelada corta (st)	907,2	0,9072	0,893	1	2000,0
Libra (lb)	0,454	$4,54 \times 10^{-4}$	$4,46 \times 10^{-4}$	$5,0 \times 10^{-4}$	1

Fuente: Manual de estadísticas energéticas, OCDE/AIE, 2007.

### Coeficientes de conversión entre unidades de energía:

De:	<b>TJ</b>	<b>Gcal</b>	<b>Mtep</b>	<b>MBtu</b>	<b>GWh</b>
Para convertir:	Multiplicar por:				
Terajulio (TJ)	1	238,8	$2,388 \times 10^{-5}$	947,8	0,2778
Gigacaloría	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	$10^{-7}$	3,968	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtep*	$4,1868 \times 10^4$	$10^7$	1	$3,968 \times 10^7$	11630
Millón de Btu	$1,0551 \times 10^{-3}$	0,252	$2,52 \times 10^{-8}$	1	$2,931 \times 10^{-4}$
Gigavatio-hora	3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	3412	1

\*Millón de toneladas equivalente de petróleo

Fuente: Manual de estadísticas energéticas, OCDE/AIE, 2007.

\* Elaborado a partir de: **OECD / IEA / Eurostat; *Manual de estadísticas energéticas; Luxemburgo 2007***. Se trata de un manual estadístico publicado conjuntamente por parte de Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la Oficina Europea de Estadísticas (Eurostat), cuyo estudio es absolutamente imprescindible para poder proceder a cualquier análisis estadístico en cuanto a la energía. Aporta conocimientos básicos sobre las estadísticas energéticas, es decir, fundamentos necesarios para entender la temática. En el manual, indicado para estadígrafos a nivel de la UE, se explican conceptos básicos referentes a electricidad y calor, a gas natural, petróleo, combustibles fósiles sólidos y gases industriales, fuentes renovables y deshechos, y a los balances energéticos nacionales. Se explica qué se entiende por “combustibles” y “energía” así como por cada fuente de energía, cuál es la diferencia entre productos energéticos primarios y secundarios, cómo medir las cantidades y valores caloríficos, cómo se presentan los datos energéticos, etc.

## **b) Glosario - Información general para las estadísticas / Glossary - General information for statistics:**

Para la elaboración de la Tesis se ha utilizado una serie de publicaciones oficiales de la Comisión Europea y del portal estadístico de la Unión Europea (Eurostat), que contienen datos estadísticos imprescindibles para los fines de investigación. Se trata de publicaciones que, en su mayoría, abarcan un amplio espectro de datos (algunas de ellas monográficamente dedicadas a la energía, otras también a temas conexos como el transporte o el medio ambiente, y otras contienen mucha más información estadística sobre la UE). Estos “*Pocketbooks*” “*Key Figures*” o “*Statistic Explained Archives*” están disponibles en formato electrónico, solo en inglés y contienen datos presentados de manera gráfica en forma de tablas, figuras y gráficos, para que la información sea más fácilmente manejable.

Y dado que estas publicaciones están disponibles únicamente en inglés, conviene repasar algunos de los conceptos básicos utilizados a lo largo del trabajo:

1) **Conventional thermal power:** Technology for the production of electricity by combustion. May or may not include also biomass use, which is also considered a renewable source of electricity.

2) **Energy Dependency:** Energy dependency shows the extent to which a country relies upon imports in order to meet its energy needs. It is calculated using the following formula:  $\text{net imports} / (\text{gross inland consumption} + \text{bunkers})$ .

3) **Energy Intensity:** Energy intensity gives an indication of the effectiveness with which energy is being used to produce added value. It is defined as the ratio of Gross Inland Consumption of energy to Gross Domestic Product.

4) **Final Energy Consumption (FEC):** Final energy consumption is the energy finally consumed in the transport, industrial, commercial, agricultural, public and household sectors. It excludes deliveries to the energy transformation sector and to the energy industries themselves.

5) **Gross Calorific Value (GCV):** The gross calorific value is the total amount of heat released by a unit quantity of fuel, when it is burned completely with oxygen, and when the products of combustion are returned to ambient temperature. This quantity includes the heat of condensation of any water vapour contained in the fuel and of the water vapour formed by the combustion of any hydrogen contained in the fuel.

6) **Gross Inland Consumption (GIC):** Gross inland consumption is the quantity of energy consumed within the borders of a country. It is calculated using the following formula:  $\text{primary production} + \text{recovered products} + \text{imports} + \text{stock changes} - \text{exports} - \text{bunkers}$  (i.e. quantities supplied to sea-going ships).

7) **Gross Final Consumption of Energy:** Gross final consumption of energy means the energy commodities delivered for energy purposes, including the consumption of electricity and heat, by the energy branch for electricity and heat production including losses of electricity and heat in distribution. It excludes the final non energy use (FNEC). The gross (overall) final consumption of energy from renewable sources is calculated as the sum of: (a) gross final consumption of electricity from renewable energy sources; (b) gross final consumption of energy from

renewable sources for heating and cooling; and (c) final consumption of energy from renewable sources in transport.

**8) Net Calorific Value (NCV):** The net calorific value is the amount of heat released by a unit quantity of fuel, when it is burned completely with oxygen, and when the products of combustion are returned to ambient temperature. This quantity does not include the heat of condensation of any water vapour contained in the fuel nor of the water vapour formed by the combustion of any hydrogen contained in the fuel.

**9) Primary Energy Production:** Primary energy production is the extraction of energy from a natural source. The precise definition depends on the fuel involved:

- **Solid fuels: Hard coal, lignite:**

Quantities of fuels extracted or produced, calculated after any operation for removal of inert matter. In general, production includes the quantities consumed by the producer during the production process (e.g. for heating or operation of equipment and auxiliaries) as well as any quantities supplied to other on-site producers of energy for transformation or other uses.

Solid fuels - cover solid fossil fuels such as hard coal, coal patent fuels, coke, coal tar, lignite, browncoal briquettes and peat briquettes and peat. Solid fuels is the sum of the codes hard coal and derivatives (p: 2100<sup>321</sup>) and lignite and derivatives (p: 2200).

- **Crude oil:**

Quantities of fuels extracted or produced within national boundaries, including off-shore production. Production includes only marketable production, and excludes any quantities returned to formation. Production includes all crude oil, natural gas liquids (NGL), condensates and oil from shale and tar sands, etc.

- **Natural gas:**

Quantities of dry gas, measured after purification and extraction of natural gas liquids and sulphur. The production includes only marketable production, and excludes any quantities re-injected, vented and flared, and any extraction losses. The production includes all quantities used within the natural gas industry, in gas extraction, pipeline systems and processing plants.

- **Nuclear heat:**

---

<sup>321</sup> Codes of ESTAT Energy Database. (DG ESTAT = DIRECTORATE-GENERAL Eurostat - European statistics.)

Quantities of heat produced in a reactor. Production is the actual heat produced or the heat calculated on the basis of the gross electricity generated and the thermal efficiency of the nuclear plant.

- **Hydropower, Wind energy, Solar photovoltaic energy:**

Quantities of electricity generated. Production is calculated on the basis of the gross electricity generated and a conversion factor of 3600 kJ/kWh.

- **Geothermal energy:**

Quantities of heat extracted from geothermal fluids. Production is calculated on the basis of the difference between the enthalpy of the fluid produced in the production borehole and that of the fluid disposed of via the re-injection borehole.

- **Biomass / Wastes:**

In the case of municipal solid wastes (MSW), wood, wood wastes and other solid wastes, production is the heat produced after combustion and corresponds to the heat content (NCV) of the fuel. In the case of anaerobic digestion of wet wastes, production is the heat content (NCV) of the biogases produced. The production includes all quantities of gas consumed in the installation for the fermentation processes, and excludes all quantities of flared gases. In the case of biofuels, the production is the heat content (NCV) of the fuel. In the case of biofuels, the production is the heat content (NCV) of the fuel.

10) **Pumping, pumped storage:** Method for storing electrical energy at hydroelectric installations by pumping water between reservoirs at different altitudes.

11) **Renewable Energy Sources (RES):** Renewable energy includes hydroelectricity, biomass, wind, solar, tidal and geothermal energy.

12) **Tonne of oil equivalent (toe):** The tonne of oil equivalent is a conventional standardised unit for measuring energy, defined on the basis of a tonne of oil with a net calorific value of 41.868 kilojoules/kg.

[1 ktoe = 1 000 toe; 1 Mtoe = 1 000 000 toe]

\* Elaborado a partir de publicaciones:



- Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2012; ISSN 1725-4566.
- European Commission; Statistical Pocketbook 2012; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

Se han utilizado estas dos publicaciones oficiales de la UE - una elaborada por la Oficina Europea de las Estadísticas (Eurostat), y la otra hecha por la Comisión Europea. Se trata de manuales que se publican periódicamente - tanto el formato de los “*Pocketbooks*” como el de “*Energy in figures*” se actualizan continuamente. Por lo tanto, se han utilizado a lo largo de la Tesis en varias ocasiones y de varios años consecutivos. Para la elaboración de este Glosario se han escogido como referencia los ejemplares del año 2012.

### **c) Glosario - definiciones relativas al sistema eléctrico y al mercado eléctrico:**

- **Banda de regulación secundaria y regulación secundaria:** Se define la banda o reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que puede actuar la regulación secundaria en los dos sentidos, aumentando o disminuyendo potencia generada, partiendo del punto de funcionamiento en que el sistema se encuentre en cada instante y a través del control del operador del sistema. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de potencia de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. Se habla de reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar, según se trate de la potencia que puede incrementarse o reducirse, respectivamente. Cada día, el operador del sistema determina los requerimientos de reserva secundaria que deben mantenerse, tanto a subir como a bajar, para cada periodo de programación del día siguiente, en función de la evolución temporal previsible de la demanda y de forma que se permita garantizar la fiabilidad del sistema. Los productores de energía eléctrica ofertan cada día una banda de regulación para cada unidad de generación habilitada para la prestación de este servicio. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos

conceptos: disponibilidad (oferta de potencia a la banda de regulación secundaria) y utilización (energía realmente utilizada en esta banda). Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

- **Capacidad de intercambio comercial:** Es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.
- **Ciclo combinado:** Tecnología de generación de energía eléctrica en la que coexisten dos ciclos termodinámicos en un sistema: uno, cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua, y otro, cuyo fluido de trabajo es un gas. En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El calor generado en la combustión de la turbina de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor, incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.
- **Cierre de energía en el mercado:** Es el saldo resultante de la diferencia entre pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema.
- **Comercializadores:** Se entiende por comercializadores de energía eléctrica a toda sociedad mercantil debidamente inscrita en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen que accediendo a las redes de transporte o distribución tiene como función la venta de energía eléctrica a los consumidores o a otros sujetos del sistema. Esta actividad se encuentra regulada en los artículos 70 a 74 del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica, modificado por el Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero. El listado completo de comercializadores de energía eléctrica está disponible en la página web de la CNMC y según la última actualización de 7 de Mayo de 2014, son 243 empresas.  
[http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC\\_ENERGIA\\_ELECTRICA/201404\\_Listado%20Comercializadores.pdf](http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Operadores/comercializadoras/COMERC_ENERGIA_ELECTRICA/201404_Listado%20Comercializadores.pdf)
- **Congestión:** Situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales entre dos países no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del

comercio internacional solicitados por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales o como resultado del proceso de Separación de Mercados, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

- **Consumidores:** Personas físicas o jurídicas que compran energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan Consumidores Directos en Mercado.
- **Consumo Final de Energía:** se refiere al consumo final de la energía en el transporte, industria, comercio, agricultura, sector público y hogares. Se excluyen las cantidades suministradas para la transformación y/o uso propio de las industrias productoras de energía, así como pérdidas en la red. El consumo de la electricidad está incluido bajo este apartado, ya que se trata de una fuente secundaria, elaborada por las industrias productoras de energía a partir de fuentes de energía primarias (como carbón, gas natural, o fuentes renovables).
- **Consumo Interior Bruto (de energía):** se refiere a la cantidad de energía consumida dentro de las fronteras de un país. Se calcula utilizando la siguiente fórmula: producción primaria + productos recuperados + importaciones + variación de existencias - exportaciones - búnkers (es decir, cantidades suministradas a buques de navegación marítima). Por lo tanto, el Consumo Interior Bruto de energía necesariamente supone una cantidad mayor de toneladas de petróleo equivalentes (toe/tpe) que el Consumo Final de energía, ya que el segundo excluye una cantidad importante de energía. Según los datos de Eurostat, por ejemplo, para el año 2007 la cifra del Consumo Interior Bruto es de 1.806.378 toe, mientras que la cantidad para el Consumo Final de energía es de 1.193.356 toe.
- **Consumos en bombeo:** Energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.
- **Consumos en generación:** Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.
- **Contratos bilaterales:** Los productores, los autoproductores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualquiera de ellos, como sujetos del mercado de

producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica, sin acudir al mercado.

- **Control de tensión de la red de transporte:** Servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se ejecute en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.
- **Demanda b.c. (barras de central):** Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.
- **Desvíos medidos a bajar:** Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo tanto, el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.
- **Desvíos medidos a subir:** Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto, el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.
- **Desvíos medidos:** Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.
- **Distribuidores:** La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. Se entiende por distribuidor a toda sociedad mercantil española o de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, que tenga como función distribuir la energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución. La retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y fijará la retribución que haya de corresponder a cada sujeto

atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada y modelo que caracterice las zonas de distribución. Los distribuidores deben inscribirse en el Registro de Distribuidores, en el que actualmente están inscritas 340 empresas; se actualiza constantemente y está disponible en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo:

<https://oficinavirtual.mityc.es/eee/indiceCalidad/distribuidores.aspx>

- **Energías renovables:** Son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen biogás, biomasa, eólica, geotérmica, hidráulica, hidráulica marina, solar térmica y fotovoltaica, y residuos.
- **Energías no renovables:** Aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.
- **Déficit de tarifa:** Es el resultado de unos costes reconocidos al sistema eléctrico superiores a los ingresos obtenidos por los precios regulados o tarifas de acceso (tarifas reguladas que fija la Administración y pagan los consumidores por sus suministros). En España, desde el año 2000, las sucesivas tarifas aprobadas por los Gobiernos anualmente (hasta 2007) o trimestralmente/semestralmente (desde 2007) han generado sucesivos déficits de tarifa, que se han ido acumulando. El déficit acumulado actualmente supera los 26.000 millones de euros (y llega hasta los 29.000 millones incluyendo el previsto para el año 2013). [datos del viernes 20.9.2013, es.reuters.com]
- **Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico:** Creado por el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, con el fin de dotar de garantías a la deuda tarifaria acumulada. Su denominación comercial es el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico o FADE. El FADE se constituyó el 14 de enero de 2011 con objeto de facilitar la titulización del déficit de tarifa que poseen las generadoras del sector eléctrico, que son las cedentes al fondo. Es el encargado de emitir, con el aval del Estado, los derechos de cobro relativos a los déficits tarifarios reconocidos a las generadoras del sector eléctrico y pendientes de ceder a terceros, así como los que se hayan generado hasta el 31 de diciembre de 2012, por un importe máximo del programa de emisión de bonos del fondo de 25 mil millones de euros. El fondo carece de personalidad jurídica y está gestionado por Titulización de Activos, SGFT, SA., una Comisión Interministerial, presidida por el Secretario de Estado de Energía.

- **Generación neta de electricidad:** Producción de energía en b.a. (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.
- **Gestión de desvíos:** El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.
- **Indisponibilidad de las unidades de producción:** Una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.
- **Intercambios internacionales físicos:** Comprende todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.
- **Intercambios internacionales programados:** Son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos como consecuencia del conjunto de transacciones individuales programadas por los Sujetos del Mercado en el mercado o mediante contratos bilaterales.
- **Interrumpibilidad:** Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema a los consumidores que sean proveedores de este servicio. La prestación de este servicio y su retribución se realiza conforme a los términos establecidos en la legislación vigente y en el contrato firmado por ambas partes. El servicio de interrumpibilidad se gestiona por Red Eléctrica como Operador del Sistema.

- **Market splitting o separación de mercados:** Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrollan de forma simultánea (p. ej. Mibel). En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad.
- **Megavoltiamperio (MVA):** Es una unidad de potencia aparente utilizada con frecuencia en grandes instalaciones de generación de energía eléctrica, como centrales hidroeléctricas y otras. Equivale a la potencia aparente de 1 voltio x 1 amperio x  $10^6$ .
- **Mercado de producción:** Es integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía eléctrica y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema (entendiendo por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos).
- **Mercado diario:** Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.
- **Mercado intradiario:** Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.
- **Operador del Mercado:** Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan. En el caso de España se trata de la sociedad mercantil OMEL.
- **Operador del Sistema:** Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En el modelo actual español, el Operador del Sistema es también el gestor de la red de transporte. Se trata de la Red Eléctrica de España, S.A.U.



- **Pagos por capacidad:** Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.
- **Potencia instantánea:** La potencia instantánea es la potencia absorbida por la demanda en cualquier instante de tiempo.
- **Potencia instalada:** Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.
- **Producción b.a. (bornes de alternador):** Producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.
- **Producción b.c. (barras de central):** Energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.
- **Producción neta:** Producción de energía en b.a. (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.
- **Programa diario base de funcionamiento (PDBF):** Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física.
- **Red de transporte:** Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.
- **Régimen especial:** Producción de energía eléctrica realizada en instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, a partir de cogeneración (siempre que suponga un alto rendimiento energético), o en grupos donde se utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o residuos no renovables o procedentes de los sectores agrícola,

ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

- **Régimen ordinario:** Producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.
- **Regulación primaria:** La regulación primaria constituye un mecanismo de control automático y de actuación casi instantánea (hasta 30 segundos). La regulación primaria se realiza en cada unidad de generación (es decir, cada grupo turbina-generator) mediante un sistema regulador de velocidad que actúa de forma automática. En la normativa española, la regulación primaria es un servicio que obligatoriamente deben prestar los generadores y que no percibe una retribución específica. Además de este nivel de control, existen otros dos que son la regulación secundaria y la regulación terciaria.
- **Regulación secundaria:** La regulación secundaria, junto con la regulación primaria y la regulación terciaria, es un mecanismo de control que permite mantener el equilibrio entre generación y consumo de energía eléctrica. Para realizar este control, el sistema eléctrico se divide en zonas o áreas de control, formadas por agrupaciones de unidades de generación que deben cumplir la responsabilidad de ser capaces de absorber las variaciones de demanda dentro de su área mediante un sistema automático. La regulación secundaria se basa en el control que ejerce el operador del sistema vigilando la frecuencia de la tensión suministrada y enviando periódicamente señales de elevación o reducción de la potencia de cada una de las unidades generadoras controladas. El comienzo de la actuación de la regulación secundaria no debe demorarse más allá de 30 segundos y debe tener la capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria.
- **Regulación terciaria:** La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar

una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

- **Renta de congestión:** Ingresos derivados de la gestión de la capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos, es decir, cuando se produce la congestión y es necesario acudir al *Market splitting*.
- **Reserva de potencia adicional a subir:** Es el valor de reserva de potencia a subir que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español. La contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir es realizada por el operador del sistema mediante un mecanismo de mercado, cuando las condiciones del sistema así lo requieren.
- **Restricciones en tiempo real:** Proceso realizado por el Operador del Sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las Unidades de Programación.
- **Restricciones por garantía de suministro:** Se entiende como restricción por garantía de suministro la producción de electricidad que se determina como necesaria de aquellas centrales térmicas que utilizan fuentes de combustión de energía primaria autóctonas (carbón nacional). La finalidad es asegurar la garantía de suministro en el sistema eléctrico español, dando preferencia y primando las fuentes autóctonas (teniendo en cuenta el límite máximo establecido en el Artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tenidas en cuenta también las posibles limitaciones por seguridad de los programas de entrega de energía). Para la solución de restricciones por garantía de suministro se modificarán los programas de entrega de energía de determinadas unidades de producción para contemplar la producción térmica de aquellas centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, participando en este proceso únicamente las centrales habilitadas como proveedoras de este servicio.
- **Restricciones técnicas PDBF (Programa diario base de funcionamiento):** Mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el Operador del Sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento mediante la modificación de los programas de

las Unidades de Programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

- **Servicios de ajuste del sistema:** Son aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. Los servicios de ajuste pueden tener carácter obligatorio o potestativo. Se entienden como sistemas de ajuste la resolución de restricciones por garantía de suministro, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.
- **Servicios complementarios:** Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: reserva de potencia adicional a subir, regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.
- **Solar fotovoltaica:** Luz solar convertida en electricidad mediante el uso de células solares, generalmente de material semiconductor que, expuesto a la luz, genera electricidad.
- **Solar termoeléctrica:** Calor producido por la radiación solar que puede aprovecharse para la producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica.
- **Subasta:** Una subasta es un proceso de venta o compra organizada de un producto basado en la competencia directa, y generalmente pública, entre los diferentes participantes en la misma.
- **Subasta electrónica:** son sistemas que permiten a sus participantes comprar y/o vender ciertos productos o bienes (productos subastados) a otros usuarios u organismos por medios telemáticos, generalmente en un sitio web accesible a través de la red Internet.
- **Subasta ascendiente/subasta de venta:** En las subastas de venta, el vendedor, poseedor de un bien, lo pone a la venta entre sus potenciales compradores (participantes de la subasta). Aquel comprador (postor o participante) que pague la mayor cantidad de dinero a cambio del producto resulta ganador de la subasta y adjudicatario del mismo. En la subasta ascendente generalmente un vendedor desea realizar la venta de un conjunto de unidades de un producto. La subasta comienza al precio establecido de salida (precio considerado mínimo) y se va incrementando durante las sucesivas rondas

hasta que la demanda del producto es igual o inferior a la oferta, momento en que se produce la condición de cierre de la subasta. [Se utiliza para las subastas de electricidad en el mercado diario.]

- **Subasta descendiente/subasta de compra:** En las subastas de compra, el comprador, que desea adquirir un bien, oferta su compra entre los potenciales vendedores (participantes de la subasta.) Aquel vendedor (postor o participante) que solicite la menor cantidad de dinero a cambio del producto resulta ganador de la subasta y seleccionado para proporcionar el mismo. En la subasta descendiente generalmente un comprador desea realizar la compra de un conjunto de unidades de un producto. La subasta comienza al precio establecido de salida (precio considerado máximo) y se va reduciendo durante las sucesivas rondas hasta que la oferta del producto es igual o inferior a la demanda, momento en que se cierra la subasta. [Se utiliza en las subastas CESUR.]
- **Subasta CESUR:** Las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso), son subastas de energía para el suministro a Tarifa de Último Recurso (TUR). Es un mecanismo de compra de energía destinada a los consumidores acogidos a la tarifa regulada. La entidad encargada de la gestión de las subastas CESUR es Omel Mercados Agencia de Valores, S.A.U. Participan en las subastas las cinco empresas Comercializadoras de Último Recurso (CUR), que actualmente son Endesa Energía XXI, Iberdrola C.U.R., Gas Natural S.U.R., E.ON C.U.R. y HC-Natargas C.U.R.; y por otro lado, los vendedores, que pujan por la adjudicación de los productos y cuyo número varía de una subasta a otra. Las subastas se celebran trimestralmente y la última fue la nº XXIV, para el tercer trimestre de 2013.  
Para más información: <http://www.subastasesur.omie.es/subastas-cesur>.
- **Suministro de último recurso (SUR):** Régimen de suministro de energía eléctrica, que sustituye a las tarifas integrales, establecido para determinados consumidores que, por sus características, pudieran tener problemas para contratar su consumo en el mercado liberalizado, a los que se aplicarán las Tarifas de Último Recurso (TUR). Las TUR son los precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores a los que se asigna la función de suministro de último recurso (los denominados comercializadores de último recurso CUR), a los consumidores que cumplan los criterios fijados para poder ser suministrados bajo este régimen y que decidan acogerse al mismo. Desde el 1 de julio de

2009 son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquéllos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

\* Elaborado a partir de las definiciones de la Red Eléctrica de España (*El sistema Eléctrico Español 2012*); la información disponible en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo relativa a la Energía Eléctrica; la información disponible en la página web de la Comisión Nacional de Energía; las definiciones disponibles en la página web de [energiaysociedad.es](http://energiaysociedad.es); otras fuentes digitales; y elaboración propia.

## **Bibliografía y fuentes**

### **Textos y legislación de la UE:**

- Acta final de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía - Anexo 1: *El Tratado sobre la Carta de la Energía* - Anexo 2: *Decisiones con respecto al Tratado sobre la Carta de la Energía*. Diario Oficial nº L 380 de 31/12/1994. EUR-Lex 21994A1231(52).
- Acta final de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía - Anexo 3: *Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados*. Diario Oficial nº L 380 de 31/12/1994. EUR-Lex 21994A1231(53).
- *Best Practices on the conduct of EC merger control proceedings*. DG COMPETITION, 20/01/2004.
- COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT - European Commission guidance for the design of renewables support schemes (Accompanying the document - Communication from the Commission - Delivering the internal market in electricity and making the most of public intervention); Brussels, 5.11.2013; SWD (2013) 439 final.
- COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT: *2009-2010 Report on progress in creating the internal gas and electricity market*. Brussels, 9 June 2011.
- COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT: *OWNERSHIP UNBUNDLING. THE COMMISSION'S PRACTICE IN ASSESSING THE PRESENCE OF A CONFLICT OF INTEREST INCLUDING IN CASE OF FINANCIAL INVESTORS*. SWD (2013) 177 final. Brussels, 8.5.2013.
- COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT: *Second Report on the State of the Energy Union - Monitoring progress towards the Energy Union objectives – key indicators*. SWD (2017) 32 final. Brussels, 1.2.2017.
- COMMISSION STAFF WORKING PAPER - *Consumer Empowerment in the EU*. SEC (2011) 469 final. Brussels, 07.04.2011.
- COMMISSION STAFF WORKING PAPER - *Interpretative note on Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas. THE UNBUNDLING REGIME*. Brussels, 22 January 2010.



- COMMISSION STAFF WORKING PAPER: *2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*. Technical Annex. Brussels, 9 June 2011.
- COMMISSION STAFF WORKING PAPER: *AN ENERGY POLICY FOR CONSUMERS*. SEC (2010) 1407 final. Brussels, 11.11.2010.
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE COUNCIL AND THE EUROPEAN PARLIAMENT - Report on progress in creating the internal gas and electricity market. {SEC (2005) 1448}. COM (2005) 568 final. Brussels, 15.11.2005.
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS COM (2010) 639 final. *Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. {SEC (2010) 1346}. Brussels, 10.11.2010.
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Progress towards completing the Internal Energy Market. {SWD (2014) 310 final}, {SWD (2014) 311 final}, {SWD (2014) 312 final}, {SWD (2014) 313 final}, {SWD (2014) 314 final}, {SWD (2014) 315 final}. COM (2014) 634 final. Brussels, 13.10.2014.
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK - Second Report on the State of the Energy Union. COM (2017) 53 final. Brussels, 1.2.2017.
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK - Second Report on the State of the Energy Union. ANNEX - The Energy Union's five dimensions: policy observations at Member State and EU level. COM (2017) 53 final - ANNEX 2, Brussels, 1.2.2017.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN: *Europa 2020 Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador*. COM (2010) 2020. Bruselas, 3.3.2010.

- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN - *Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)*. {SEC (2006) 1724}. COM (2006) 851 final. Bruselas, 10.1.2007.
- Comunicación de la Comisión - sobre el procedimiento simplificado para tramitar determinadas concentraciones en virtud del Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo (2005/C 56/04). Diario Oficial de la Unión Europea, C 56/32 ES, 5.3.2005.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO - Relaciones exteriores en materia de energía - de los principios a la acción. COM (2006) 590 final. Bruselas, 12.10.2006.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO - Un Plan Europeo de Recuperación Económica. COM (2008) 800 final. Bruselas, 26.11.2008.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO Y AL PARLAMENTO EUROPEO: *UNA POLÍTICA ENERGÉTICA PARA EUROPA*. COM (2007) 1 final {SEC (2007) 12}. Bruselas, 10.1.2007.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO - *Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad*. {SEC (2006) 1709}. {SEC (2007) 12}. COM (2006) 841 final. Bruselas, 10.1.2007.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO - Estrategia Europea de la Seguridad Energética. {SWD (2014) 330 final}. COM (2014) 330 final. Bruselas, 28.5.2014.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 – Esquema para una red de energía europea integrada. {SEC (2010) 1395 final}, {SEC (2010) 1396 final}, {SEC (2010) 1398 final}. COM (2010) 677 final. Bruselas, 17.11.2010.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Energía 2020 - Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. SEC (2010) 1346. COM (2010) 639 final /3. Bruselas, 14.1.2011.

- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional - «La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras». {SEC (2011) 1022 final}, {SEC (2011) 1023 final}. COM (2011) 539 final. Bruselas, 7.9.2011.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050. {SEC (2011) 287 final}, {SEC (2011) 288 final}, {SEC (2011) 289 final}. COM (2011) 112 final. Bruselas, 8.3.2011.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Plan de Eficiencia Energética 2011. SEC (2011) 280 final, SEC (2011) 277 final, SEC (2011) 275 final, SEC (2011) 276 final, SEC (2011) 278 final, SEC (2011) 279 final. COM (2011) 109 final. Bruselas, 8.3.2011.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Hoja de Ruta de la Energía para 2050. {SEC (2011) 1565 final}, {SEC (2011) 1566 final}, {SEC (2011) 1569 final}. COM (2011) 885 final. Bruselas, 15.12.2011.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía. {SWD (2012) 367 final}, {SWD (2012) 368 final}. COM (2012) 663 final. Bruselas, 15.11.2012.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Precios y costes de la energía en Europa. {SWD (2014) 19 final}, {SWD (2014) 20 final}. COM (2014) 21 final. Bruselas, 22.1.2014.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía. {SWD (2014) 310 final}, {SWD (2014) 311 final}, {SWD (2014) 312 final}, {SWD (2014) 313 final}, {SWD (2014) 314 final}, {SWD (2014) 315 final}. COM (2014) 634 final. Bruselas, 13.10.2014.

- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Estrategia europea a favor de la movilidad de bajas emisiones {SWD (2016) 244 final}. Bruselas, 20.7.2016. COM (2016) 501 final.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030. {SWD (2014) 15 final}, {SWD (2014) 16 final}. COM (2014) 15 final. Bruselas, 22.1.2014.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES - PAQUETE SOBRE LA UNIÓN DE LA ENERGÍA - Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva. COM (2015) 80 final. Bruselas, 25.2.2015.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO DE INVERSIONES EUROPEO - Estado de la Unión de la Energía 2015. {SWD (2015) 208}, {SWD (2015) 209}, {SWD (2015) 217 a 243}. COM (2015) 572 final. Bruselas, 18.11.2015.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES - Energía limpia para todos los europeos. COM (2016) 860 final. Bruselas, 30.11.2016.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía. COM (2017) 53 final. Bruselas, 1.2.2017.
- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO, AL COMITÉ DE LAS REGIONES Y AL BANCO EUROPEO DE INVERSIONES - Segundo Informe sobre el estado de la Unión de la Energía. ANEXO - Las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: observaciones sectoriales a nivel de los Estados miembros y de la Unión Europea. COM (2017) 53 final - ANNEX 2. Bruselas, 1.2.2017.

- COMUNICACIONES PROCEDENTES DE LAS INSTITUCIONES, ÓRGANOS Y ORGANISMOS DE LA UNIÓN EUROPEA - Comunicación de la Comisión sobre la aplicación, a partir del 1 de agosto de 2013, de la normativa sobre ayudas estatales a las medidas de apoyo en favor de los bancos en el contexto de la crisis financiera («Comunicación bancaria»). (2013/C 216/01). Diario Oficial de la Unión Europea, C 216/1 ES. 30.7.2013.
- CONSEJO EUROPEO DE BRUSELAS, 8 Y 9 DE MARZO DE 2007 - CONCLUSIONES DE LA PRESIDENCIA. 7224/1/07, REV 1; CONCL 1. Bruselas, 2 de mayo de 2007 (OR. en).
- CONSEJO EUROPEO, 4 DE FEBRERO DE 2011 - CONCLUSIONES. EUCO 2/1/11 REV 1; CO EUR 2 CONCL 1. Bruselas, 8 de marzo de 2011 (OR. en).
- CONSEJO EUROPEO, 26 Y 27 DE JUNIO DE 2014 - CONCLUSIONES. EUCO 79/14; CO EUR 4 CONCL 2. Bruselas, 27 de junio de 2014 (OR. en).
- COUNCIL RESOLUTION, of 17 September 1974, concerning a new energy policy strategy for the Community. Official Journal of the European Communities, Nº C153/1; 09.07.1975.
- DECISIÓN Nº 1364/2006/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 6 de septiembre de 2006, por la que se establecen orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por la que se derogan la Decisión 96/391/CE y la Decisión no 1229/2003/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, L 262/1 ES, 22.9.2006.
- DECISIÓN Nº 1639/2006/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 24 de octubre de 2006, por la que se establece un programa marco para la innovación y la competitividad (2007-2013). Diario Oficial de la Unión Europea, L 310/15 ES, 9.11.2006.
- DECISIÓN DEL CONSEJO de 13 de julio de 2001 *relativa a la aprobación por la Comunidad Europea de la enmienda a las disposiciones comerciales del Tratado sobre la Carta de la Energía* (2001/595/CE). Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 209/32. 2.8.2001.
- DECISIÓN DEL CONSEJO de 29 de mayo de 2006 sobre la celebración por la Comunidad Europea del Tratado de la Comunidad de la Energía (2006/500/CE). Diario Oficial de la Unión Europea, L 198/15. 20.7.2006.

- Decisión del Consejo y de la Comisión, de 23 de septiembre de 1997, relativa a la conclusión, por parte de las Comunidades Europeas, del Tratado sobre la Carta de la Energía y el Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados. 98/181/CE, CECA, Euratom. Diario Oficial nº L 069 de 09/03/1998. EUR-Lex 31998D0181.
- DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 11 de noviembre de 2003 *por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas* (2003/796/CE). Diario Oficial de la Unión Europea 14.11.2003.
- DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 16 de mayo de 2011 *que deroga la Decisión 2003/796/CE por la que se establece el Grupo de Organismos Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas*. (2011/280/UE). Diario Oficial de la Unión Europea 17.5.2011.
- DECISIÓN (UE) 2015/1796 DEL CONSEJO, de 1 de octubre de 2015, relativa a la celebración del Acuerdo sobre cooperación científica y técnica entre la Unión Europea y la Comunidad Europea de la Energía Atómica, por un lado, y la Confederación Suiza, por otro, por el que se asocia a la Confederación Suiza a Horizonte 2020, Programa Marco de Investigación e Innovación, y al Programa de Investigación y Formación de la Comunidad Europea de la Energía Atómica que complementa Horizonte 2020, y se regula la participación de la Confederación Suiza en las actividades del ITER desarrolladas por Fusión para la Energía. Diario Oficial de la Unión Europea, L 263/8 ES, 8.10.2015.
- Declaración de Robert Schuman, 9 de mayo de 1950.
- DIRECTIVA DEL CONSEJO 91 /296/CEE, de 31 de mayo de 1991, relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes. Diario Oficial de las Comunidades Europeas. Nº L 147/37, 12.06.1991.
- DIRECTIVA 94/49/CE DE LA COMISIÓN, de 11 de noviembre de 1994, por la que se actualiza la lista de entidades de la Directiva 91/296/CEE del Consejo relativa al tránsito de gas natural a través de las grandes redes. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, Nº L 295/ 16; 16.11.1994.
- DIRECTIVA 95/49/CE DE LA COMISIÓN, de 26 de septiembre de 1995, por la que se actualiza la lista de entidades de la Directiva 91/296/CEE del Consejo relativa al tránsito

de gas natural a través de las grandes redes. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, Nº L 233/86 ES; 30.09.1995.

- DIRECTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO *SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD*. LEX 70 PE-CONS 3638/1/96 REV 1, COD 00/0384. Bruselas, 19 de diciembre de 1996.
- DIRECTIVA 98/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Diario Oficial de las Comunidades Europeas L 204/1 ES, 21.7.1998.
- DIRECTIVA 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, *relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad*. Diario Oficial nº L 283 de 27/10/2001.
- DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 26 de junio de 2003 *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea L 176/37, 15.7.2003.
- DIRECTIVA 2003/55/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, L 176/57, 15.7.2003.
- DIRECTIVA 2004/67/CE DEL CONSEJO, de 26 de abril de 2004, relativa a unas medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural. Diario Oficial de la Unión Europea, L 127/92 ES, 29.4.2004.
- DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 *relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea 5.6.2009.
- DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/55, 14.8.2009.



- DIRECTIVA 2009/73/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/94, 14.8.2009.
- DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012 *relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea L 315/1. 14.11.2012.
- DIRECTIVE 2005/89/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL, of 18 January 2006, concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment. Official Journal of the European Union, L 33/22 EN, 4.2.2006.
- Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas (2004/C 31/03). Diario Oficial de la Unión Europea, C 31/5 ES, 5.2.2004.
- DOCUMENTO DE TRABAJO DE LOS SERVICIOS DE LA COMISIÓN - RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTO que acompaña al documento COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Hoja de Ruta de la Energía para 2050. {COM (2011) 885 final}, {SEC (2011) 1565 final}, {SEC (2011) 1569 final}. SEC (2011) 1566 final. Bruselas, 15.12.2011.
- DOCUMENTO DE TRABAJO DE LOS SERVICIOS DE LA COMISIÓN - Evaluación del programa nacional de reforma y del programa de estabilidad de ESPAÑA para 2012 que acompaña al documento Recomendación de RECOMENDACIÓN DEL CONSEJO relativa al programa nacional de reforma de 2012 de España y por la que se emite un dictamen del Consejo sobre el programa de estabilidad actualizado de España para 2012-2015 {COM (2012) 310 final}. SWD (2012) 310 final. Bruselas, 30.5.2012.
- *Final Guidelines of Good Practice on Indicators for Retail Market Monitoring for Electricity and Gas*. Ref: E10-RMF-27-03, 12 October 2010. European Regulators' Group for Electricity and Gas.

- Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply. (Presented by the Commission.) COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, COM (2000) 769 final. Brussels, 29.11.2000.
- Green Paper COM (2000) 769 – *Towards a European strategy for the security of energy supply*. (Illustrated brochure.) European Commission, Directorate-General for Energy and Transport. European Communities, 2001.
- INFORME DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación. COM (2010) 191 final. Bruselas, 27.4.2010.
- INFORME DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación. COM (2011) 217 final. Bruselas, 20.4.2011.
- INFORME DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación. COM (2014) 669 final. Bruselas, 28.10.2014.
- INFORME DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO sobre la ejecución del Programa Energético Europeo para la Recuperación y del Fondo Europeo de Eficiencia Energética. {SWD (2016) 374 final}. COM (2016) 743 final. Bruselas, 28.11.2016.
- INFORME DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES - Informe sobre la política de competencia 2015. {SWD(2016) 198 final}. COM (2016) 393 final. Bruselas, 15.6.2016.
- INFORME DE LA COMISIÓN - Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad. {SWD (2016) 385 final}. COM (2016) 752 final. Bruselas, 30.11.2016.
- Libro Blanco de la Comisión Europea - Una Política Energética para la Unión Europea. Documento COM (95) 682 final. Enero, 1996 - Suplemento de la Energía en Europa.

- LIBRO BLANCO SOBRE LA MODERNIZACIÓN DE LAS NORMAS DE APLICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS 85 Y 86 DEL TRATADO CE. PROGRAMA DE LA COMISIÓN Nº 99/027. Bruselas, 28.04.1999.
- Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios - *ENERGÍA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES*. Comunicación de la Comisión COM/97/0599 final.
- LIBRO VERDE sobre la revisión del Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo. (Presentado por la Comisión.) COM (2001) 745 final. Bruselas, 11.12.2001.
- LIBRO VERDE *sobre la eficiencia energética o cómo hacer más con menos*. COM (2005) 265 final. Bruselas, 22.6.2005.
- LIBRO VERDE COM (2006) 105 final - *Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*. {SEC (2006) 317} Bruselas, 8.3.2006.
- LIBRO VERDE - Un marco para las políticas de clima y energía en 2030. COM (2013) 169 final. Bruselas, 27.3.2013.
- Memorandum adopted by the Commission, on 8 June 1988, (COM (88) 320 final). *Internal market and industrial cooperation - Statute for the European company*.
- *Politique économique et problèmes de la concurrence dans la CEE et dans les pays membres de la CEE*. COMMUNAUTE ECONOMIQUE EUROPEENNE. Études - série Concurrence 2. BRUXELLES, 1966.
- Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL *on energy market integrity and transparency*. COM (2010) 726 final, 2010/0363 (COD). {SEC (2010) 1510 final}. {SEC (2010) 1511 final}. Brussels, 8.12.2010.
- Proyecto Europa 2030 – *Retos y oportunidades, Informe al Consejo Europeo del Grupo de Reflexión sobre el futuro de la UE en 2030*. Mayo 2010.
- Reglamento nº 17 - Primer Reglamento de aplicación de los artículos 85 y 86 del Tratado. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, 08/Vol. 01, 21.02.1962.
- Reglamento nº 19/65/CEE del Consejo, de 2 de marzo de 1965, relativo a la aplicación del apartado 3 del artículo 85 del Tratado a determinadas categorías de acuerdos y

prácticas concertadas. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, 08/Vol. 01, 06.03.1965.

- Reglamento nº 67/67/CEE de la Comisión, de 22 de marzo de 1967, relativo a la aplicación del apartado 3 del artículo 85 del Tratado a determinadas categorías de acuerdos de exclusiva.
- REGLAMENTO (CEE) Nº 4064/89 DEL CONSEJO, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, Nº L 395 / 1, 30 .12 .1989.
- REGLAMENTO (CE) Nº 1310/97 DEL CONSEJO, de 30 de junio de 1997, por el que se modifica el Reglamento (CEE) nº 4064/89, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, Nº L 180/ 1 ES; 09. 07. 1997.
- REGLAMENTO (CE) Nº 659/1999 DEL CONSEJO, de 22 de marzo de 1999, por el que se establecen disposiciones de aplicación del artículo 93 del Tratado CE (DO L 83 de 27.3.1999, p. 1) 1999R0659 - ES - 01.01.2007 - 002.001 - 1.
- REGLAMENTO (CE) Nº 1/2003 DEL CONSEJO, de 16 de diciembre de 2002, relativo a la aplicación de las normas sobre competencia previstas en los artículos 81 y 82 del Tratado. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 1/1, 4.1.2003.
- REGLAMENTO (CE) Nº 1228/2003 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. DO L 176 de 15.7.2003, p. 1. 2003R1228 - ES - 01.12.2006 - 002.001 - 1.
- REGLAMENTO (CE) Nº 139/2004 DEL CONSEJO, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas («Reglamento comunitario de concentraciones»). Diario Oficial de la Unión Europea, L 24/1 ES, 29.1.2004.
- REGLAMENTO (CE) Nº 773/2004 DE LA COMISIÓN, de 7 de abril de 2004, relativo al desarrollo de los procedimientos de la Comisión con arreglo a los artículos 81 y 82 del Tratado CE. Diario Oficial de la Unión Europea, L 123/18 ES, 27.4.2004.

- REGLAMENTO (CE) nº 1775/2005 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. Diario Oficial de la Unión Europea L 289/1 ES. 3.11.2005.
- REGLAMENTO (CE) Nº 663/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía. Diario Oficial de la Unión Europea, L 200/31 ES, 31.7.2009.
- REGLAMENTO (CE) nº 713/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/1. 14.8.2009.
- REGLAMENTO (CE) nº 714/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/15. 14.8.2009.
- REGLAMENTO (CE) nº 715/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/36. 14.8.2009.
- REGLAMENTO (UE) Nº 994/2010 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo. Diario Oficial de la Unión Europea, L 295/1 ES, 12.11.2010.
- REGLAMENTO (UE) Nº 1233/2010 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 15 de diciembre de 2010, por el que se modifica el Reglamento (CE) nº 663/2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía. Diario Oficial de la Unión Europea, L 346/5 ES, 30.12.2010.
- REGLAMENTO (UE) nº 1227/2011 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2011 *sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía*. Diario Oficial de la Unión Europea L 326/1. 8.12.2011.

- Resolución del Consejo de 17 de diciembre de 1974 *relativa a los objetivos comunitarios de política energética para 1985*. Diario Oficial nº C 153, de 09/07/1975.
- Resolución del Consejo, de 16 de septiembre de 1986, *relativa a los nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros*. Diario Oficial nº C 241, de 25/09/1986.
- Resolución del Consejo, de 17 de septiembre de 1974, *relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad*. Diario Oficial nº C 153, de 09/07/1975.
- Resolution adopted by the Foreign Ministers of the ECSC Member States (Messina, 1 to 3 June 1955).
- REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Renewable Energy Progress Report. COM (2017) 57 final. Brussels, 1.2.2017.
- *Second Report on the State of the Energy Union*. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT - Monitoring progress towards the Energy Union objectives – key indicators. SWD (2017) 32 final. Brussels, 1.2.2017.
- SENTENCIA DEL TRIBUNAL DE JUSTICIA de 14 de febrero de 1978 - ASUNTO 27/76. United Brands Company y United Brands Continentaal BV contra Comisión de las Comunidades Europeas.
- *The Brussels Report on The General COMMON MARKET* (Unofficially referred to as the *Spaak Report*). Information Service High Authority of the European Community for Coal and Steel, Luxembourg. June, 1956.
- *The Commission to act over EU energy markets*. MEMO/06/481. Brussels, 12 December 2006.
- *The Importance of ACER for the Internal Energy Market*. Günther OETTINGER, EU Commissioner for Energy. SPEECH/11/144. Ljubljana, 3 March 2011.
- *Tratado constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, Tratado CECA*. París, 1951.

- TRATADO CONSTITUTIVO DE LA COMUNIDAD EUROPEA DEL CARBÓN Y DEL ACERO FIRMADO EN PARÍS EL 18 DE ABRIL DE 1951 («BOE» núm. 1, de 1 de enero de 1986).
- TRATADO EURATOM - VERSIÓN CONSOLIDADA. UNIÓN EUROPEA, MARZO DE 2010.
- Tratado constitutivo de la COMUNIDAD ECONÓMICA EUROPEA. 1957. Disponible en: Universidad Carlos III de Madrid - Open Course Ware.  
[http://ocw.uc3m.es/historia-del-derecho/historia-de-la-integracion-europea/tratados/Tratado\\_Cee.pdf/view](http://ocw.uc3m.es/historia-del-derecho/historia-de-la-integracion-europea/tratados/Tratado_Cee.pdf/view)
- *TRATADO DE AMSTERDAM*. (TRATADO DE AMSTERDAM POR EL QUE SE MODIFICAN EL TRATADO DE LA UNIÓN EUROPEA, LOS TRATADOS CONSTITUTIVOS DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS Y DETERMINADOS ACTOS CONEXOS.) ISBN 92-828-1648-6. Luxemburgo: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas, 1997.
- TRATADO DE LISBOA - POR EL QUE SE MODIFICAN EL TRATADO DE LA UNIÓN EUROPEA Y EL TRATADO CONSTITUTIVO DE LA COMUNIDAD EUROPEA (2007/C 306/0). Diario Oficial de la Unión Europea, C 306/1 ES, 17.12.2007.
- *Tratado por el que se constituye la Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM)*.
- TRATADO sobre la Carta de la Energía, hecho en Lisboa el 17 de diciembre de 1994. Aplicación provisional. BOE núm. 117, 14122. Miércoles 17 mayo 1995.
- VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO CONSTITUTIVO DE LA COMUNIDAD EUROPEA. Diario Oficial de las Comunidades Europeas; C 325/33. 24.12.2002.
- VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA. Diario Oficial de la Unión Europea; C 115/49. 9.5.2008.
- White Paper, COM (95) 682 – *An energy policy for the European Union*. Brussels, 13.12.1995.
- WHITE PAPER ON MODERNISATION OF THE RULES IMPLEMENTING ARTICLES 85 AND 86 OF THE EC TREATY - COMMISSION PROGRAMME Nº 99/027. Brussels, 28.04.1999.



### Literatura económica y sectorial:

- ALCAIDE FERNÁNDEZ, Joaquín, CASADO RAIGÓN, Rafael, ARCOS VARGAS, Marycruz. *Curso de Derecho de la Unión Europea*. Derecho - Biblioteca Universitaria De Editorial Tecnos. 2011. ISBN-13: 978-8430952984.
- BEATO BLANCO, Paulina. *La Liberalización del Sector Eléctrico en España ¿Un Proceso Incompleto o Frustrado?* Ministerio De Industria, Turismo Y Comercio - Información Comercial Española (ICE), Secretaría de Estado de Turismo y Comercio. Noviembre 2005. nº 826.
- BICKENBACH, Frank. *Regulation of Europe's Network Industries: The Perspective of the New Economic Theory of Federalism*. Kiel Working Paper No. 977. Kiel Institute of World Economics. April 2000.
- CHANAMÉ ORBE, Raúl. *La Ley Sherman en Acción*. Revistas de investigación UNMSM, Vol. 5, Núm. 7; Facultad de Derecho y Ciencia Política, Universidad Nacional Mayor de San Marcos; Lima, 2003.
- CREMADES, Javier; RODRÍGUEZ-ARANA, Jaime. *Derecho de la Energía*. La Ley - Grupo Wolters Kluwer, 2006. ISBN: 84-9725-601-8.
- de los LLANOS MATEA ROSA, María. *El Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico*. Boletín Económico de ICE nº 3039, del 1 al 31 de mayo de 2013.
- DOMANICO, Fabio. *The European Electricity Policy: Can the Transmission Grid Guarantee a Competitive, Secure and Green Industry?* Libera Università Internazionale degli Studi Sociali Guido Carli. Rome, January 2008.
- DOMANICO, Fabio. *Liberalisation of the European Electricity Industry: Internal Market or National Champions?* Luiss Guido Carli University, Department of Economics - Industrial and Financial Research Group. Rome.
- FABRA PORTELA, Natalia; FABRA UTRAY, Jorge. *Una reforma para la regulación del Sector Eléctrico*. Del libro *"No es economía, es ideología"*, Deusto S.A. Ediciones, 2012. ISBN: 9788423412952. Posted on 23/12/2012 en Economistas Frente a la Crisis.

- FABRA PORTELA, Natalia; FABRA UTRAY, Jorge. *El Déficit Tarifario en el Sector Eléctrico Español*. Papeles de Economía Española, nº 134, 2012. ISSN: 0210-9107, “La Energía en España”.
- FABRA PORTELA, Natalia; FABRA UTRAY, Jorge. *Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos*. Cuadernos Económicos de ICE nº 79. ISSN 0210-2633, nº 79, 2010. (Ejemplar dedicado a: Contribuciones a la Economía de la Energía.)
- FABRA PORTELA, Natalia; TORO, Juan. *Price wars and collusion in the Spanish electricity market*. International Journal of Industrial Organization, 23 (2005) 155– 181. 7 April 2005.
- FERNÁNDEZ RANCAÑO, Alfredo; BAENA MARTÍNEZ, Antonio; ARANA, Silvestre. *Novedades en el Sector de la Energía introducidas por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*. J&A Garrigues, S.L.P., Novedades Energía. Julio 2013, Madrid.
- FLINT, Pinkas. *Tratado de Defensa de la Libre Competencia*. Estudio Exegético del D.L. 701. Legislación, Doctrina y Jurisprudencia. Pontificia Universidad Católica del Perú. Fondo Editorial, 2002.
- GARCÍA HIDALGO, José Luis. *La Contribución de la Unión Europea a la Configuración de un Marco Global Para la Política de Competencia*. Universidad de Sevilla, 2013.
- GUERRIEN, Bernard; *La microeconomía*; Editions du Seuil, avril 1995 (primera edición en español: Abril de 1998).
- HOLGUÍN ROJAS, Manuel Antonio. *El Derecho de Acceso de Terceros a la Red en el Sector Eléctrico Español*. Instituto Superior de la Energía – ISE (Derecho de la Energía); Madrid, 2006.
- IGLESIAS VÁZQUEZ, María del Ángel. *La Política de Competencia en la Unión Europea*. Revista del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires.  
<http://www.colabogados.org.ar/larevista/pdfs/id4/la-politica-de-competencia-en-la-union-europea.pdf>
- JASAMB, Tooraj; POLLIT, Michael. *Deregulation and R&D in Network Industries: The Case of Electricity Industry*. University of Cambridge, June 2005.

- JASAMB, Tooraj; POLLIT, Michael. *Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress and Liberalization & Integration*. Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, 2005.
- JONES, D.G. Brian; TADAJEWSKI, Mark. *The Routledge Companion to Marketing History*. Routledge, 2016.
- KARAN, Mehmet Baha; KAZDAGLI, Hasan. *The Development of Energy Markets in Europe*. Financial Aspects in Energy, A. Dorsman et al. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.
- KAYIKÇI, Mehmet Suat. *The European Third Energy Package: How Significant for the Liberalisation of Energy Markets in the European Union?* Social Science Research Network. Energy Market Regulatory Authority of Turkey, January 2011.
- KENT, Roland G.; *The Edict of Diocletian Fixing Maximum Prices*; University of Pennsylvania - Law Review and American Law Register (The University of Pennsylvania Law Review), 1920.
- KROES, Neelie. *Introductory Remarks on Final Report on Energy Sector Competition Inquiry*. European Commissioner for Competition Policy. Bruxelles, 2007.
- KUMARIA, Sacha; NOLAN, Peter; et al. *Power Failure. The Politics of Energy in Western Europe*. The Stockholm Institute Network, August 2009.
- LAGAREJOS, David M. *Libertad económica, la gran asignatura pendiente de España*; en <http://www.libremercado.com/>; publicado el 10.1.2016.
- LALA, Fabrizio. *The Internal Energy Market – Towards a Third Wave of Liberalisation*. Alpina S.r.l., Turin, 2007.
- MACHEK, Ondřej. *Srovnání energetických regulačních orgánů ve střední Evropě*. Vysoká škola ekonomická v Praze, 2011.
- MACHEK, Ondřej; HNILICA, Jiří. *Metody regulace síťových odvětví*. Ekonomika a management 2010/3. Vysoká škola ekonomická v Praze, 2010.
- MADLENER, Reinhard; GAO, Weiyu; NEUSTADT, Ilja; ZWEIFEL, Peter. *Promoting Renewable Electricity Generation in Imperfect Markets: Price vs. Quantity Policies*.

Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN). Faculty of Business and Economics / E.ON Energy Research Center RWTH Aachen University, May 2009.

- MANKIW, N. Gregory; *Principios de Economía* (Sexta edición); Harvard University; Cengage Learning Editores, 2012.
- MEEUS, Leonardo; PURCHALA, Konrad; BELMANS, Ronnie. *Development of the Internal Electricity Market in Europe*. Department of Electrical Engineering (ESAT – ELECTA) Belgium, 2005.
- MEZQUITA GARCÍA, Yolanda. *El Mercado de energía en la Unión Europea*. Comisión Nacional de Energía, Madrid, 2006.
- MOCHÓN MORCILLO, Francisco, Catedrático de Teoría Económica - Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Educación a Distancia. *Principios de economía* (tercera edición). McGRAW-HILL, 2006.
- NEWBERY, David. *The Relationship between Regulation and Competition Policy for Network Industries*. Paper presented at the conference in tribute to Jean-Jacques Laffont in Toulouse, June 2005.
- PALMA MARTOS, Luis Antonio. *Fundamentos Económicos y Claves de Aplicación de la Política de Defensa de la Competencia*. Cuadernos de Administración, núm. 34. Enero de 2006, Universidad del Valle, Cali, Colombia.
- PALMA MARTOS, Luís Antonio; *The Common Market and Competition Policy in the European Union*; Analele Științifice ale Universității „Alexandru Ioan Cuza” din Iași; Tomul LV Științe Economice, 2008.
- POLO, Michele; SCAROLA, Carlo. *The Liberalization of Energy Markets in Europe and Italy*. Innocenzo Gasparani Institute for Economic Research, Working Paper No: 230. Milano, 2003.
- PETITBÓ JUAN, Amadeu; *La competencia, un preludio del bienestar social* (Artículo del libro sobre competencia de la Asociación Venezolana de Derecho y Economía; Velea, 1999.

- PRIETO KESSLER, Eduardo. *La Política de Defensa de la Competencia en la Unión Europea*. Información Comercial Española, ICE: Revista de economía; ISSN 0019-977X, Nº 820; 2005. (Págs. 99-110.)
- RAMÍREZ HERNÁNDEZ, Fernando. *La Política de Competencia y el Proceso de Regulación en México, 1993 – 1999*. Universidad Nacional Autónoma de México - Facultad de Economía, 2001.
- RUSSO, Francesco; SCHINKEL, Maarten Pieter; GÜNSTER, Andrea; CARREE, Martin. *European Commission Decisions on Competition: Economic Perspectives on Landmark Antitrust and Merger Cases*. Cambridge University Press, 2010. ISBN-13: 9780511730634.
- SMITH, Warrick. *Utility Regulators – The Independence Debate*. The World Bank Group – Finance, Private Sector and Infrastructure Network. Public Policy for the Private Sector Nº 127, October 1997.
- SOUKUPOVÁ, Jana; et al. *Mikroekonomie 2*. Management Press, Praga, 1999.
- SYSEL, Ctibor. *Vnitřní trh EU – postavení trhu s elektrickou energií*. Vysoká škola ekonomická v Praze, 2011.
- THOMAS, Steve. *Electricity Liberalization – Experiences in the World*. The University of Greenwich. Public Services International Research Unit, July 2006.
- TICHÝ, Lukáš. *Liberalizace energetického trhu v EU a pozice České republiky*. Současná Evropa, 02/2011.
- TINDALE, Stephen. *Connecting Europe's Energy Systems*. Centre for European Reform, September 2012.
- VIVES, Xavier. *El reto de la competencia en el sector eléctrico*. IESE Business School - Universidad de Navarra; Occasional Paper OP nº 06/13; Julio 2006.
- WARLOUZET, Laurent. *The rise of European Competition Policy, 1950 - 1991: A cross-disciplinary survey of a contested policy sphere*. EUI Working Papers; Robert Schuman Centre for Advanced Studies; RSCAS 2010/80. European University Institute, 2010.

- WILBERFORCE, Richard Orme (with CAMPBELL, Alan and ELLES, Neil). *The Law of Restrictive Practices and Monopolies*. Sweet and Maxwell (2nd edition), London, 1966.

#### **Publicaciones sectoriales - Unión Europea:**

- *ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011*. 29 November 2012. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.
- BENEFITS OF AN INTEGRATED EUROPEAN ENERGY MARKET, FINAL REPORT. Prepared for Directorate-General Energy European Commission. Booz & Company, Amsterdam. Professor David Newbery, University of Cambridge. Professor Goran Strbac and Danny Pudjianto, Imperial College, London. Professor Pierre Noël, IISS, Singapore. Leigh Fisher, London. Revised 20th July 2013.
- COMISIÓN EUROPEA – COMUNICADO DE PRENSA. “*Mercado interior de la energía: el Derecho nacional de ocho Estados miembros sigue sin ajustarse a las normas de la UE*”. IP/12/181. Bruselas, 27 de febrero de 2012.
- Comisión Europea - Comunicado de prensa. “*Ayudas de Estado: El informe de la investigación sectorial ofrece orientaciones sobre los mecanismos de capacidad*”. IP/16/4021. Bruselas, 30 de noviembre de 2016.
- Comisión Europea - Comunicado de prensa. “*La Unión de la Energía avanza por buen camino*”. IP/15/6105. Bruselas, 18 de noviembre de 2015.
- Comisión Europea - Hoja informativa. Ficha de información sobre la Unión de la Energía. MEMO/15/4485. Bruselas, 25 febrero 2015.
- *EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA*. Fichas técnicas sobre la Unión Europea - Parlamento Europeo, 2017.
- *Energía sostenible, segura y asequible para los europeos*. Comprender las Políticas de la Unión Europea - Energía. Comisión Europea. Dirección General de Comunicación. Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea, 2015.

- *Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy.* (Illustrated brochure). European Commission - Directorate-General for Energy. ISBN 978-92-79-18869-5. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2011.
- *Energy roadmap 2050.* (Illustrated brochure). European Commission - Energy. ISBN 978-92-79-21798-2. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.
- *ENERGY UNION AND CLIMATE ACTION. Two years on.* European Commission, 2016.  
[https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/2-years-on-energy-union\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/2-years-on-energy-union_en_0.pdf)
- *ERGEG 2010 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework.* C10-URB-34-04, 07-Dec-2010. Council of European Energy Regulators ASBL.
- *ESA ANNUAL REPORT 2015.* European Commission Euratom Supply Agency (Dariusz KOZAK). Nuclear Fuel Market Observatory Sector. Luxembourg, May 2016.
- *EU Energy Markets in 2014.* European Commission - Energy. ISSN 1831-5666. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014.
- *EURATOM Supply Agency ANNUAL REPORT 2015.* European Commission - Energy. European Union, 2016.
- *Europa en movimiento.* Junta de Andalucía – Consejería de la Presidencia, Plan de Formación de los Empleados Públicos de Andalucía en Materia Comunitaria (“Proyecto cofinanciado por la UE a través del Programa Operativo Integrado de Andalucía 2000 – 06”).
- European Commission - Fact Sheet. *Energy: New market design to pave the way for a new deal for consumers.* MEMO/15/5351. Brussels, 15 July 2015.
- *European Commission to launch EU Network of Energy Security Correspondents 10th May.* IP/07/629. Brussels, 9 May 2007.
- European Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2010.



- European Commission; Statistical Pocketbook 2012; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.
- European Commission; Statistical Pocketbook 2013; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013.
- European Commission; Statistical Pocketbook 2016; *EU energy in figures*; ISSN 2363-247X. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.
- Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2010; ISSN 1725-4566. European Union, 2010.
- Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2012; ISSN 1725-4566. European Union, 2012.
- Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2013; ISSN 1725-4566. European Union, 2013.
- Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2016; SSN 2363-2372. European Union, 2016.
- Eurostat Pocketbooks; *Key figures on Europe 2012*; ISSN 1830-7892.
- Eurostat; *Statistics explained archive, Volume 4: Agriculture, environment, energy and transport statistics*; May 2012; ISSN 1977-3951.
- Eurostat; *Statistics explained archive, Volume 4: Agriculture, environment, energy and transport statistics*; December 2012; ISSN 1977-3951.
- *Gas Natural*. Manual de la Energía. Energía y Sociedad.  
<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/gas/>
- *Health Effects of the Chernobyl Accident and Special Health Care Programmes*. Report of the UN Chernobyl Forum - Expert Group "Health". World Health Organization. Geneva 2006.
- *HORIZON 2020 en breve*. El Programa Marco de Investigación e Innovación de la Unión Europea. Comisión Europea - Investigación e Innovación. ISBN 978-92-79-38915-3. Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea, 2014.

- *KEY FIGURES*. European Commission, Directorate-General for Energy. Market Observatory for Energy. June 2011.
- *LA POLÍTICA DE COMPETENCIA*. Fichas técnicas sobre la Unión Europea; Parlamento Europeo, 2017.
- *Perspectivas de la evolución mundial hasta 2030 en los ámbitos de la energía, la tecnología y la política climática - ASPECTOS PRINCIPALES*. Key Messages, 2014.  
[https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/key\\_messages\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/key_messages_es.pdf)
- *Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators*. C12-UR-47-03, 16 April 2013. Status review of DSO unbundling.
- *The Commission to act over EU energy markets*. MEMO/06/481. Brussels, 12 December 2006.
- *The entry into force of the EU third energy package. The external dimension of the internal market*. European Commission, Directorate-General for Energy.  
[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/legislation/doc/20110302\\_entry\\_into\\_force\\_third\\_package.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/doc/20110302_entry_into_force_third_package.pdf)
- *The functioning of retail electricity markets for consumers in the European Union, Final report*. ECME Consortium and Directorate-General for Health and Consumers. EAHF/FWC/2009 86 01. November 2010.
- *The Importance of ACER for the Internal Energy Market*. Günther OETTINGER - EU Commissioner for Energy. SPEECH/11/144. Ljubljana, 3 March 2011.
- *Trh s elektrickou energií v Evropě*. Pro Energetickou burzu Praha vypracovala společnost Next Finance. Praha, červenec 2007.
- *Un mejor funcionamiento de los mercados*. Comprender las Políticas de la Unión Europea - Competencia. Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea, 2016.
- *World energy, technology and climate policy outlook - WETO 2030*. European Commission Community research (Directorate-General for Research) EUR 20366. ISBN 92-894-4186-0. European Communities, 2003.

## Textos legislativos – España:

- Ley 40/1994, de 30 de Diciembre, *de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional* (LOSEN). Sábado 31 diciembre 1994, BOE núm. 313.
- Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional. 11 de Diciembre de 1996, Madrid.  
<http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa/protocolo-electrico>
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, *del Sector Eléctrico*. Viernes 28 noviembre 1997, BOE núm. 285.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, *del Sector Eléctrico*. BOE Legislación Consolidada, Última modificación: Texto Consolidado, 30 de octubre de 2013.
- Ley 53/2002, de 30 diciembre, *de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social*. Martes 31 diciembre 2002, BOE núm. 313.
- Ley 24/2005, de 18 noviembre, *de reformas para el impulso a la productividad*. Sábado 19 noviembre 2005, BOE núm. 277.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, *por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*. Jueves 5 julio 2007, BOE núm. 160.
- LEY 15/2007, de 3 de julio, *de Defensa de la Competencia*. Boletín Oficial de Estado - Legislación Consolidada. Jefatura del Estado «BOE» núm. 159, de 4 de julio de 2007 Referencia: BOE-A-2007-12946. (Última modificación: 26 de diciembre de 2013.)
- Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, *por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica*. Sábado 4 de abril de 2009, BOE núm. 82.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, *por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*. Jueves 7 de mayo de 2009, BOE núm. 111.

- Ley 29/2009, de 30 de diciembre, *por la que se modifica el régimen legal de la competencia desleal y de la publicidad para la mejora de la protección de los consumidores y usuarios*. Boletín Oficial del Estado Núm. 315. Jueves 31 de diciembre de 2009. Sec. I. Pág. 112039.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, *por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*. Viernes 24 de diciembre de 2010, BOE núm. 312.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, *por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*. Sábado 28 de enero de 2012, BOE núm. 24.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, *por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*. Sábado 31 de marzo de 2012, BOE núm. 78.
- Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, *de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*. Sábado 14 de julio de 2012, BOE núm. 168.
- Ley 17/2012, de 27 de septiembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013. BOE legislación consolidada, 30 de octubre de 2013.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, *de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*. Viernes 28 de diciembre de 2012, BOE núm. 312.
- Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, *de mejora de gestión y protección social en el sistema especial para empleados de hogar y otras medidas de carácter económico y social*. Lunes 31 de diciembre de 2012, BOE núm. 314.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, *de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*. Sábado 2 de febrero de 2013, BOE núm. 29.

- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, *por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*. Sábado 16 de febrero de 2013, BOE núm. 41.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, *por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*. Sábado 13 de julio de 2013, BOE núm. 167.
- Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, *por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013*. Sábado 3 de agosto de 2013, BOE núm. 185.
- Ley 15/2013, de 17 de octubre, *por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo*. Viernes 18 de octubre de 2013, BOE núm. 250.
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, *para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*. Miércoles 30 de octubre de 2013, BOE núm. 260.
- Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, de 12 de julio de 2013.  
[http://www.aeeolica.org/uploads/AnteProyecto\\_de\\_Ley\\_Sector\\_electrico.pdf](http://www.aeeolica.org/uploads/AnteProyecto_de_Ley_Sector_electrico.pdf)
- Informe de la Comisión Nacional de la Competencia, IPN 103/13 sobre el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico. 9 de septiembre de 2013.
- 121/000064 Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, Boletín Oficial de las Cortes Generales Núm. 65-1, 4 de octubre de 2013.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*. Viernes 27 de diciembre de 2013, BOE núm. 310.

- Orden IET/1302/2013, de 5 de julio, *por la que declara el cese definitivo de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña*. BOE núm. 164, III. Otras Disposiciones - Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 7558.

#### **Publicaciones sectoriales - España:**

- *Boletín mensual nº 80 - Agosto 2013*. Red Eléctrica de España. Información elaborada con datos disponibles a 03/10/13. Fecha de edición: 08/10/2013.
- *Boletín mensual nº 82 - Octubre 2013*. Red Eléctrica de España. Información elaborada con datos disponibles a 11/11/13. Fecha de edición: 25/11/2013.
- *Boletín mensual nº 84 - Diciembre 2013*. Red Eléctrica de España. Información elaborada con datos disponibles a 17/01/14. Fecha de edición: 23/01/2014.
- *El Sistema Eléctrico Español 2012*. Red Eléctrica de España. Información elaborada con datos a 1 de abril de 2013. Fecha de edición: junio 2013. Depósito legal: M-19022-2013.
- *El sistema Eléctrico Español - Avance del Informe 2013*. Red Eléctrica de España. Datos provisionales: cierre de año con datos estimados a 17 de diciembre. Fecha de redacción: 19 de diciembre del 2013.
- *Hacia nuevos modelos de desarrollo para la energía solar fotovoltaica*. Informe anual 2013. Unión Española Fotovoltaica.
- *Informe de Supervisión de las Ofertas del Mercado Minorista de Gas y Electricidad recogidas en el Comparador de Ofertas de la CNE - Junio 2013*. Comisión Nacional de Energía, 10 de septiembre de 2013.
- *Informe sobre el Comportamiento del Mercado Mayorista de Electricidad durante los últimos meses de 2012 y Enero 2013*. Comisión Nacional de Energía, 16 de mayo de 2013.
- *Informe sobre el Sector Energético Español - Introducción y Resumen Ejecutivo*. Comisión Nacional de Energía, 7 de marzo de 2012.

- *Informe sobre la Evolución de la Competencia en los Mercados de Gas y Electricidad, periodo 2008-2010 y avance 2011.* Comisión Nacional de Energía, 13 de septiembre de 2012.
- *Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa.* Red Eléctrica de España, septiembre 2012.
- *La Energía en España 2011.* Gobierno de España - Ministerio de Industria, Energía Y Turismo - Secretaría de Estado de Energía. Subdirección General de Desarrollo Normativo, Informes y Publicaciones - Centro de Publicaciones. I.S.B.N.: 978-84-15280-17-0.
- *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.* Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDEA). Madrid, 2011.
- *Programa Nacional de Reformas de España 2013.* (Presentado a la Comisión Europea.) Gobierno de España, Palacio de la Moncloa. Martes, 30 de abril de 2013.
- *XXIV Subasta CESUR para la fijación de la tarifa de último recurso (Subasta TUR).* OMEL Mercados A.V., 27/08/2013.

#### **Bibliografía y fuentes - EU's energy and climate objectives "20/20/20":**

- COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT - European Commission guidance for the design of renewables support schemes (Accompanying the document - Communication from the Commission - Delivering the internal market in electricity and making the most of public intervention); Brussels, 5.11.2013; SWD (2013) 439 final.
- COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Energy 2020 "A strategy for competitive, sustainable and secure energy"; Brussels, 10.11.2010; COM (2010) 639 final.



- DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC; Official Journal of the European Union; 5.6.2009.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; Boletín Oficial del Estado Núm. 310; Viernes, 27 de diciembre de 2013.
- National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020 In accordance with Article 4 of European Union Directive 2009/28/EC; Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, République française.
- National Renewable Energy Action Plan in accordance with Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources; Federal Republic of Germany; July 2010.
- National Renewable Energy Action Plan of the Czech Republic; Ministry of Industry and Trade; August 2012.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; Ministerio de Industria, Energía y Turismo; Boletín Oficial del Estado Núm. 150; Viernes 20 de junio de 2014.
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial; Ministerio de Industria, Energía y Turismo; Boletín Oficial del Estado Núm. 41; Sábado 16 de febrero de 2013.
- PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 – 2020 (Actualiza y sustituye al de fecha 30 de junio de 2010); 20 de diciembre de 2011.

- Progress report pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources; Federal Republic of Germany.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero; Boletín Oficial del Estado Núm. 29; Sábado 2 de febrero de 2013.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico; Boletín Oficial del Estado Núm. 167; Sábado 13 de julio de 2013.
- Renewable Energy Progress Reports - Data for 2009-2010; ECN (Energy research Centre of the Netherlands); 17 December 2013; ECN-E--13-076.
- Reply to additional questions on the NREAP; Subdirectorato-General for International Relations in the Energy Sector STATE SECRETARIAT FOR ENERGY, Spain; 11/05/111.
- REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Renewable energy progress report; Brussels, 27.3.2013; COM (2013) 175 final.
- REPORT FROM THE FRENCH AUTHORITIES, Subject: Response from the French authorities to requests for information on the Renewable Energy Action Plan.
- Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources in the Czech Republic under Art 22 of the European Parliament and Council Directive 2009/28/EC, on support for the use of energy from renewable sources (2011 and 2012); 01/04/2014.
- Report on progress in the promotion and use of energy from renewable sources (2nd report) Pursuant to Article 22 of Directive 2009/28/EC of the European Union; The French authorities - Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy; December 2013.

- REPORT ON PROGRESS IN THE PROMOTION AND USE OF ENERGY FROM RENEWABLE SOURCES PURSUANT TO ARTICLE 22 OF DIRECTIVE 2009/28/EC - SPAIN (2011 and 2012); Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; 27 December 2013.
- SPAIN'S NATIONAL RENEWABLE ENERGY ACTION PLAN (NREAP) 2011 -2020 (Regulations in force in each of the Autonomous Communities); Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.
- SPAIN'S NATIONAL RENEWABLE ENERGY ACTION PLAN 2011-2020; Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; 30 June 2010.

## **ANEXOS:**

A continuación, se va a añadir una serie de Anexos a la Tesis, para completar el marco de referencia.

1) En primer lugar, se presentará el Paper elaborado con la ocasión del encuentro internacional de jóvenes estudiantes e investigadores en la capital eslovaca - *Bratislava Summer School* titulado “*New Path of Economic Growth and Social Development for Europe*”, celebrado en junio de 2014. Este trabajo consistió en presentar el proyecto de la Tesis a los demás participantes y entablar un debate posterior acerca de los objetivos de éste. (El Paper se presenta en su versión original – se trata, por lo tanto, de proyecto – desde entonces el trabajo ha sufrido cambios, sobre todo en la estructura.) La participación en el encuentro de *Bratislava Summer School* se ha desarrollado en el marco de la estancia de investigación en la Universidad Económica de Bratislava, hecha con el objetivo de la colación de la Mención Internacional en el Título de Doctor.

2) Necesariamente se adjunta a la Tesis también el certificado de estancia de investigación hecha en la Universidad Económica de Bratislava, Eslovaquia (Ekonomická Univerzita v Bratislave), realizada con el objetivo de la colación de la Mención Internacional en el Título de Doctor.

3) Se añade también el certificado de la estancia de investigación en la Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía (ADCA). Ésta se ha desarrollado en el marco de la beca de competencia promovida conjuntamente por la ADCA y por la Cátedra de Política de Competencia de la Universidad de Sevilla.

4) Y finalmente, se presenta el certificado de estancia del *in-service training* realizado en la Comisión Europea, en Bruselas. (Dentro de la cual se elaboró, por ejemplo, en Informe incluido en el Capítulo 3 de la Tesis.)





**Preview of the Ph.D. Thesis (chapters 1, 5 and 7):**

**"REGULATION AND COMPETITION IN THE ENERGY SECTOR OF THE EUROPEAN UNION:  
PROSPECTS AND CHALLENGES"**

**Nadia Barcalova - University of Seville, Faculty of Economics and Business Sciences,  
Department of Economics and Economic History. Seville, Spain.**

**Abstract:** Energy, as an issue of particular importance, has been present within the European Union (EU) since its creation (ECSC Treaty) and over time has increasingly become one of the major concerns and one of the main areas of performance. As the EU fully recognizes the importance of the energy issue, the European Energy Policy has been incorporated among its targets, the energy has been defined as one of its shared powers and a solid energy legislation has been created. All this with three main objectives: competitiveness (liberalization and integration of the energy market), security (uninterrupted and affordable supply) and sustainability (environmental protection). The European Energy Policy is now covering all energy sources: fossil fuels (crude oil, natural gas and coal), renewables (solar, wind, hydropower, etc.) and nuclear energy; without forgetting the most important of the secondary sources of energy - the electricity. There are many specific actions implemented in order to make the economy of the EU green, sustainable, competitive and secure. The energy is a vast topic – therefore, a thorough analysis of several aspects has to be made: current energy situation (consumption, dependency, peculiarities of each energy source), legal and institutional aspects (historical evolution, applied measures, initiatives), internal energy market (regulation and competition).

The electricity, as a secondary energy source, has a special role in our society - it is hard to imagine our lives without it. The electricity, therefore, is an inherent part of the European Energy Policy. Because it is considered an extremely necessary commodity, there is a European (and national) regulation that sets the rules for the exploitation and use of the electricity, in order to ensure consumers a secure and sustainable supply, with the lowest prices possible. It is considered that, to achieve these objectives, it is necessary to set up an internal electricity market within the EU, and to introduce an effective competition in this market. The Thesis will provide an analysis of the regulation of the European electricity market in the context of the European Energy Policy.

Finally, the Thesis will propose the energy challenges of the future and will attempt to define the optimal degree of regulation and competition to achieve the Energy Policy objectives of the European Union.

**Key words:** European Energy Policy, internal energy market, regulation, competition policy, energy sources, network industries, electricity.

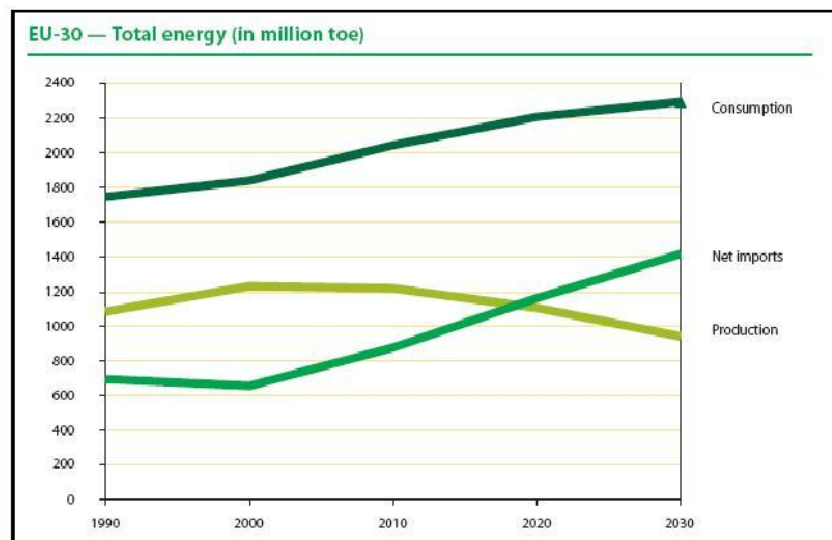
**JEL classification:** F 55, L 40, L 51, L 94, L 95, L 98, Q 40.

## **1) Introduction and context - The relevance of the energy within the EU:** (Thesis chapter 1)

To give a brief description of the scenario and to make us comprehend the seriousness of the current energy situation that the European Union is facing, some basic facts should be highlighted at the beginning. The energy issues and challenges (and specifically the electric ones) and their possible responses are discussed in detail throughout the pages of the Thesis, but it is necessary to stand out some specific numbers that will help us understand why the EU considers certain matters to be a problem.

With regard to the energy consumption, the trend is that it continually grows (although the increase in consumption is now more moderate, due to the economic deceleration in recent years). The problem is that the increase in productivity is unfortunately linked to the increase in energy consumption (fact that is currently not detained neither with increasing efficiency). Therefore, we can conclude that the energy consumption in recent decades is growing. But on the other hand, European production of fossil fuels (main energy source) is low and continues to decline - European stocks of solid energy sources, as well as oil and natural gas, are at very low levels and cover only very small part of the EU consumption (though they represent almost 80% of the energy consumption in the EU - specifically 75,9% of the Final energy consumption in 2010 and 76% of the Gross Inland Consumption in 2011).

### **1) Consumption, production and import of energy in the EU:**



Source: Green Paper COM (2000) 769.

The result of this equation is obvious - the EU is not able to supply itself in terms of primary energy and needs to import it from the abroad, in increasingly growing extent. This fact is called the



external energy dependency (or import dependency), and the dependency rate is the ratio of net imports and Gross Inland Consumption (GIC) of energy. Nowadays, according to data published by the European Commission, the external energy dependency rate was 53,1% in 2007 and rose to 53,8% in 2011 for all sources of energy; we are talking about 60,3% for natural gas in 2007 and 67% four years later; and for oil it was 82,6% in 2007 rising to 84,9% in 2011. This could result in serious problems for the energy security of the EU.

## 2) Energy import dependency of the EU, (%):

Import Dependency 2007 (in %)				
	ALL FUELS	Solid Fuels	Oil	Gas
EU-27	53.1	41.2	82.6	60.3
EU-25	53.6	41.4	82.9	61.0
BE	77.2	95.8	97.4	99.8
BG	51.9	39.4	100.8	91.5
CZ	25.1	-14.8	96.2	93.7
DK	-25.4	100.4	-67.9	-99.7
DE	58.9	37.2	94.3	80.6
EE	29.7	0.9	99.0	100.0
IE	88.3	65.1	97.0	91.4
EL	67.3	3.3	100.9	99.6
ES	79.5	66.6	99.7	98.9
FR	50.4	92.5	98.7	96.5
IT	85.3	99.2	92.5	87.0
CY	95.9	68.0	98.6	
LV	61.5	88.0	98.1	96.8
LT	62.3	87.2	93.3	102.9
LU	97.5	100.0	98.8	100.0
HU	61.4	44.0	82.7	79.9
MT	100.0		100.0	
NL	38.6	105.3	92.8	-64.3
AT	69.1	105.1	92.6	81.0
PL	25.5	-15.5	102.2	66.7
PT	82.0	100.5	98.9	98.7
RO	32.0	34.8	53.7	29.8
SI	52.5	21.0	98.9	99.7
SK	69.0	95.4	91.3	97.9
FI	53.8	62.8	97.8	100.0
SE	36.1	93.8	96.7	100.0
UK	20.1	69.5	0.9	20.3

Source: Eur. Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

EU-27 Energy Import Dependency						
By Fuel						
Import Dependency (%)	1995	2000	2005	2009	2010	2011
Total	43.2 %	46.7 %	52.4 %	53.8 %	52.6 %	53.8 %
Solid Fuels	21.4 %	30.5 %	39.2 %	41.1 %	39.4 %	41.4 %
Petroleum and Products	74.3 %	75.7 %	82.2 %	83.2 %	84.1 %	84.9 %
Gas	43.5 %	48.9 %	57.7 %	64.3 %	62.4 %	67.0 %

Source: European Commission; Statistical Pocketbook 2013; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

The most serious and most remarkable case is that of the oil (crude oil as well as petroleum and its products), which is currently being by far the main source of energy used in the EU (35% of Gross Inland Consumption in 2011). And knowing that 85% of the oil has to be imported, the severity of the situation gets even more evident. (In the case of Spain, the situation is even more complicated, since their total dependency ratio is almost 80% and approaches 100% in terms of oil and natural gas.)

### 3) Gross inland consumption, by fuel, EU 1998 – 2008, (Mtoe):

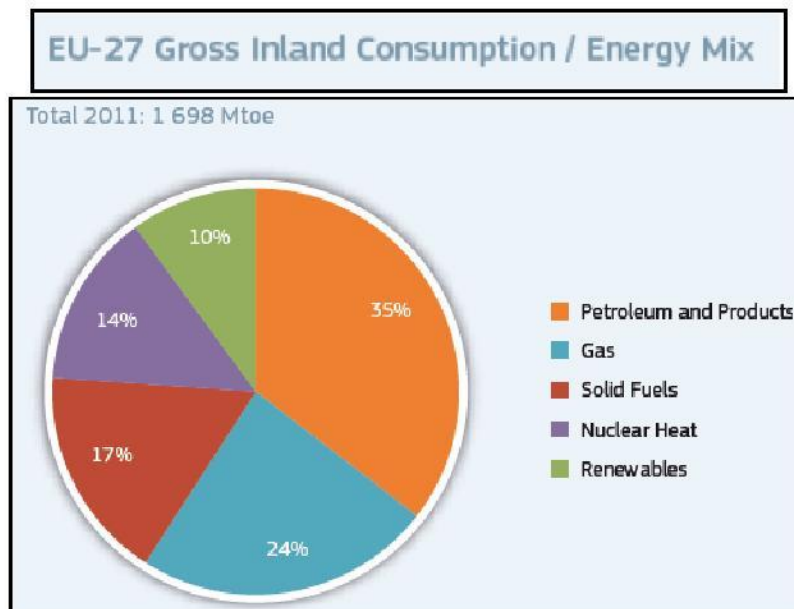
**Table 1.3.2a: Gross inland consumption, by fuel, EU-27 (Mtoe)**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Change 1998-08
<b>Total</b>	1 723	1 711	1 724	1 763	1 759	1 803	1 825	1 825	1 826	1 808	1 799	4 %
Oil	679	672	661	675	670	675	678	678	674	659	656	-3 %
Gas	371	383	394	404	406	426	436	446	438	433	441	19 %
Nuclear	237	243	244	253	255	257	260	257	255	241	242	2 %
Hard coal	241	223	226	225	222	231	231	222	229	232	212	-12 %
Lignite	96	90	94	97	99	101	99	96	96	97	94	-2 %
RES	94	95	98	101	100	108	116	121	129	143	151	60 %

Source: Eurostat (online data codes: nrg\_100a, nrg\_101a, nrg\_102a, nrg\_103a, nrg\_104a and nrg\_1072a)

Source: Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2010; ISSN 1725-4566.

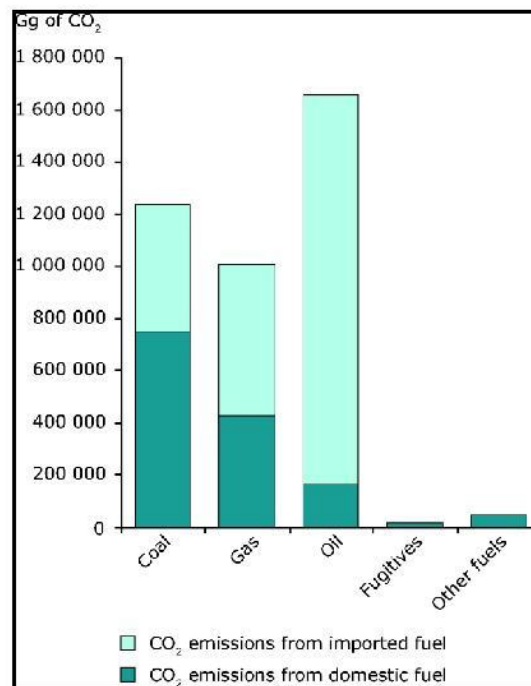
### 4) Gross inland consumption, “energy mix”, EU 2011, (% of total):



Source: European Commission; Statistical Pocketbook 2013; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

It is also known that the use of fossil fuels (coal and oil to a greater degree, along with the natural gas to a lesser degree), are primarily responsible for the CO<sub>2</sub> emissions - these three sources account for almost 80% of energy consumed in the EU. Renewable sources meanwhile range only 10% of the Gross Inland Consumption in 2010. Viewing the graph of shares that each source is representing in the GIC in the EU, jumps to the view that the current configuration is not sustainable neither strategic-, nor environmentally.

#### 5) CO<sub>2</sub> emissions by fuel, EU 2005:



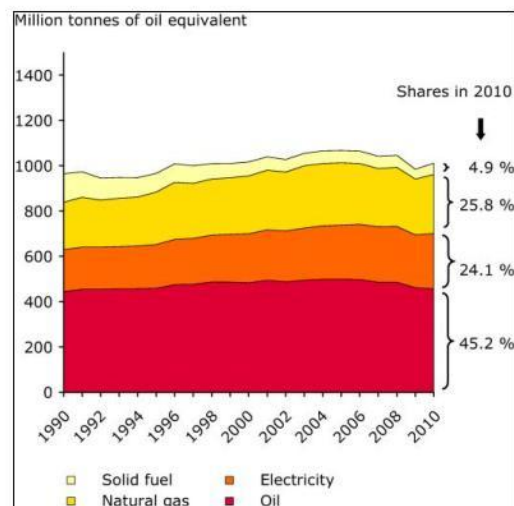
Source: European Environment Agency – “CO<sub>2</sub> emissions in EU-27 by fuel and by origin of the fuel (domestic vs. imported)”, 2005.

When attempting to analyze the energy situation, it is especially important to include the electricity in the investigation. It is a secondary energy source (resulting from transformation of primary energy sources, i.e. available in nature - such as fossil fuels, solar energy, etc.) Therefore it is not reported in the statistics of the Gross Inland Consumption (which monitors primary production), but in the Final Energy Consumption. (See the Glossary.) As we can observe, electricity forms almost a quarter part of all energy consumed in the European Union in 2010 and its share is increasing. The importance of electricity is quite obvious, not only when taking into account the graphics and percentages of consumption, but also when taking into account its actual involvement in the life of each of us. The electricity is certainly a resource of vital importance, without which it would be



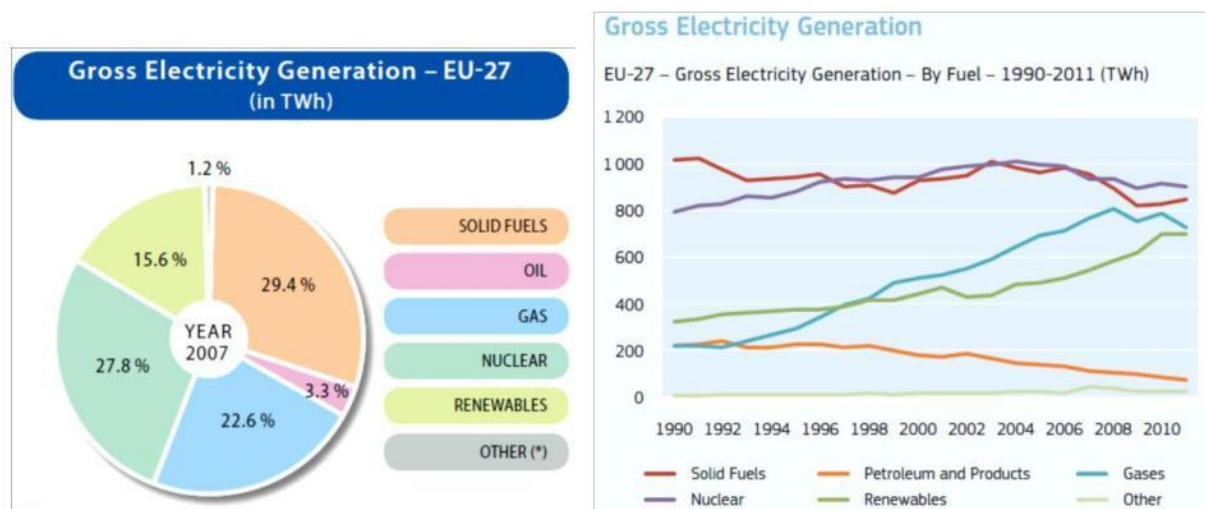
impossible to imagine our life in today's world. But more than half of the electricity is produced out of solid fuels, oil and natural gas, whereupon we return to the problem posed above.

#### 6) Final energy consumption, EU 1990 - 2010, by fuel (Mtoe):



Source: European Environment Agency - Final energy consumption by fuel type in the EU-27, 1990-2010.

#### 7) Gross electricity generation in the EU, (% in 2007 and TWh 1990 - 2010):



Source: Eur. Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.  
& Eur. Commission; Statistical Pocketbook 2013; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

## **2) The difficult road to the Energy Policy of the European Union:** (Thesis chapter 5)

The energy is a vital means that we use every day and almost in all daily activities and in all areas of our lives. It is essential to the life of individuals but also for the functioning of states and thus, for the functioning of the European Union as a whole. The energy, therefore, has been present within the European Union from the very beginning. Since the Treaty establishing the European Coal and Steel Community (ECSC Treaty) has been signed in 1951, the importance of the energy issue has been highlighted - coal, then main source of energy, has been communitarised, along with steel (their exploitation and commercialization has been put in common). Subsequently, the EU has begun to deal with the issue of nuclear energy and the EURATOM has been created by the Treaty of Rome in 1957.

In the course of time, the energy has been taking an increasingly prominent role, to become one of the most important matters for the EU. And as the importance increased, the concerns related to the issue of energy, as well as the actions of European institutions in that field, has increased too. Currently the energy has become one of the main preoccupations and topics of action of the EU, inasmuch as it is one of the most important challenges for the future - both the energy itself and its supply, and related problems (especially geo-strategic relations and environment). But the fact is that despite the obvious importance of the energy issue, there was no explicit European energy regulation until very recently. There was no legal basis or common Energy Policy until the entry into force of the Lisbon Treaty in 2009.

Before that, to legislate on the subject of energy was in the exclusive competence of the Member States, which remained quite reluctant to cede part of their sovereignty in this area. It was partly because the ideas about the organization of the energy sector or the economic philosophies differed between Member States; partly because they understood that to maintain energy independence (in terms of decision making, not the provision - which would be impossible) was an expression of national sovereignty; partly because the structure of the sector impeded it in many cases, being the energy market in the hands of national companies with monopolistic or oligopolistic nature; and partly because of the inability to agree on such controversial and politicized issues as the use of nuclear energy. The fact is that the way to the European Energy Policy has been very long and very difficult.

The representatives of the Member States had no political will to agree until the early 70s. But the 1973 oil crisis was the catalyst, and that's when they began to take the first steps for the progressive realization of what is now the Common Energy Policy. The form that adopted the first actions were the Council Resolutions or the Recommendations of the Council or of the Commission -

always in related matters (internal market, Trans-European Networks, competition policy, research, environment, etc.) that were intimately linked with the energy.

Later on, starting from the 90s, the Community institutions turned the focus again on the energy issues. An agreement for international cooperation is remarkable as a first milestone, though not strictly European, but the EU stood out for its leading role in the creation process: the European Commission proposed the elaboration of the **European Energy Charter** in 1991. It was a cooperation at the industrial level, and more specifically in the energy sector, between the countries of East and West, and it was a clear sign of the end of the cold War.

Amongst the first proper Community initiatives in the area of the energy that began to take relevance in the mid-90s, it is necessary to highlight a number of texts issued by the EU Commission, among which the following five should be mentioned for their special relevance:

The first major step taken in terms of energy regulation at the level of the European Union was the **White Paper COM (95) 682 final - “An energy policy for the European Union”**, presented by the Commission in late 1995. The political actors, aware of the importance of the energy issue, both at the public authorities level, at the level of functioning of the economy and daily life of the citizens, elaborated for the first time an important document about the energy. (Although it was not yet a legislation, but only an atypical non-binding text which took the form of a White Paper.) The paper points out that the energy, given its strategic importance to the development of society, politics and economy, should be subject to regulation by public authorities, especially in regard to economical competitiveness, security of supply and environmental protection.

The second remarkable document prepared by the Commission was the **Green Paper COM (2000) 769 final - “Towards a European strategy for the security of supply”**. This text highlights the seriousness of the situation at the moment, when the EU depended at 50% on energy imports (45% of oil from the Middle East and 40% of natural gas from Russia in 2000, the year in which the Paper was published). For the future, if decisions were not taken, the analysis expected that this percentage of external dependence could rise to 70% in 2030. (Note that for 2011 the figure rose to 53,8%.) Therefore, the Commission prepared this document considering possible actions should be developed to reduce the energy dependence of the EU and also to reduce the vulnerability that this dependence might entail.

The following paper presented by the Commission was the **Green Paper COM (2005) 265 final - “Energy Efficiency - or Doing More with Less”**, published in 2005. In this Paper, the Commission emphasized the need of the energy savings: to combat wasting of energy, to promote

changes in consumer habits, to develop renewable energy sources, to control and reduce energy demand, to improve energy efficiency, etc. All this to deal with the progressive increase of energy consumption which is not always necessary, the expected depletion of traditional energy sources in the future, the insufficient development of renewable energy and the climate change. The three fields of action proposed by the Commission were: transport, energy production and energy efficiency of buildings.

The last of the three outstanding Green Papers, was the **Green Paper COM (2006) 105 final - “A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”**, prepared by the Commission in 2006. This time the Commission directly encouraged all EU Member States to put their energy policies and all instruments together and to create a real European Energy Policy in order to jointly cope with the energy issues which arose: the increased demand and wasting of energy, the increasing external dependence on energy products, the volatility of oil prices, the climate change, the obstacles to the internal market, and others.

Finally, in 2007, the Commission issued the **Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament COM (2007) 1 final - “An Energy Policy for Europe”**. As its name suggests, it was a fundamental step to the launching of the European Energy Policy. It was basically a summary and a reaffirmation of the objectives outlined in the previous documents. A range of measures to make energy safer (security of the strategic supply), competitive (accomplishment of the internal market) and sustainable (reduction of the emissions of greenhouse gases and of the energy consumption), was proposed.

But the turning point in the process of inclusion of the energy between the EU policies came with the entry into force of the **Lisbon Treaty**, which occurred on December 1, 2009. As a result, in the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) the actions of the EU in the energy sector have been for the first time gathered directly and explicitly in a Community legal text. The energy has been included among the shared competences between the EU and the Member States (**Article 4 TFEU**) and the European Energy Policy has been set up (**Article 194 TFEU**). Its main objectives are: to ensure the functioning of the energy market and the security of energy supply, to promote the energy efficiency and the renewable forms of energy, and to promote the interconnection of energy networks.



**3) Electricity - EU legislation on the energy sector and the energy market - Internal electricity market:** (Thesis chapter 7)

The electricity is an inseparable part of the European Energy Policy, as the need of the inclusion of this secondary power source between the pillars of Community actions in the field of energy, is widely recognized. It is very difficult to imagine to dispense with the electricity in the modern society - we need it at every moment of our everyday life, we need it to produce goods and services, we need it for the functioning of the states and, consequently, also for the functioning of the EU. The welfare of the citizens and the competitiveness of the economy depend on electricity (and on the security, quality and price of its supply). Therefore, given its immense importance and since it is considered an extremely necessary commodity, the electricity is a subject of an extensive Community regulation. The purpose of this regulation is to ensure the consumers (be they households, industries or governments) a secure electricity supply at the lowest price possible, and compatible with the environmental sustainability. There is a broad consensus at the European level, and between the national authorities, that to achieve these goals, a solid regulation that sets out common rules for the exploitation and use of electricity, as well as for the organization of the electricity market, is imperative. The European authorities became convinced that it is necessary to create a single internal market in electricity, in which the discrimination and the obstacles to free trade are removed, in which there is an effective competition level and a high degree of transparency. And though it may sound paradoxical, there is a broad consensus that for the liberalization of the electricity market, what is needed is precisely to establish a regulation.

As has already been said, the signing of the Treaty of the European Community of Coal and Steel (ECSC) in 1951 highlighted the importance of the energy issue - the coal has been communitarised and thus has been created the single market of this commodity/energy source. And precisely the energy market of the European Union and its unification and liberalization, is the main theme of the Thesis. The creation of the internal market for coal is a fact dating from the 50s and it was one of the bases upon which the European Union was built. But it was not such a case of the market for natural gas or electricity - therefore it is necessary to study the aspects of these commodities that make up the European energy market. More specifically, the electricity market is the central question to be discussed throughout the Thesis.

Now, after the signing of the Single European Act in 1986, Member States agreed to create the single market by the 1st January 1993. In this internal market (or common market) goods, services, people and capital presumably can enjoy the so called "Community freedoms". But in the case of energy products (in particular, we are talking about electricity), the achievement of a

common market was not an easy thing and today the process cannot yet be considered terminated successfully. The proper functioning of the internal energy (and electricity) market, has been very problematic and till now has a number of difficulties in competition levels, transparency, non-discrimination, price formation, etc. On one hand the Member States traditionally refused to cede sovereignty in such a strategic sector as the energy; on the other hand, the proper structure of the market played its role, as in the case of transport and distribution of electricity we are talking about *network industries*, which have one common characteristic - the appearance of natural monopolies. Same traditionally was the case of electricity generation, where installations require a large investment in which only few companies could incur. Then appeared monopolistic or oligopolistic structure of the electricity market, where in most cases the companies in addition were in the hands of the states. The emergence of a natural monopoly itself is not necessarily a problem, but the problem arises when this monopolistic company intends to abuse its dominant market position.

As has previously been told, the representatives of the Member States had strong reluctances to the liberalization of the energy and electricity market, but finally even they realized the need to take steps in the liberal direction. The main reason was that the model of state energy monopolies had serious disadvantages: mostly inefficiencies, high costs and consequently high prices, thus harming the European consumers to a large degree. It was from the 90s when a global trend to change the organizational form of the energy industries emerged, abandoning the model of an integrated monopoly (often owned by the central government) and giving way to a vertically disintegrated structure, usually on private property and operated, when possible, within a competitive market (Thomas, 2006). Then, with the signing of the Single European Act, the Member States agreed to remove physical, legal and fiscal obstacles to ensure the free movement of goods, services, capital and workforce, so the single internal market could start up. This involved, among other things, the abolition of state monopolies - and these changes also necessarily had to be applied to the energy sector (Domanico, 2007).

As a result, it is from the 90s that we also begin to witness the implementation of reforms in the electricity sector. The main objective was to eliminate barriers to the single European market, improve efficiency and reduce costs - all through regulatory changes (e.g., creation of independent regulators), restructuring (vertical separation of the phases of generation, transmission, distribution and supply), competitive access to the phases of generation and supply, and privatization (Jasany Pollitt, 2005; Jasany Pollitt, 2005). But, first and foremost, the interconnection of European grids is needed for the market unification - without the interconnection of networks the functioning of the internal market is not possible, because there is no place for the cross border trade. The

interconnection of networks is, therefore, a priority for European action and one of the tasks that must be assumed to effectively integrate the electricity market (Kroes, 2007).

Specifically, the establishment of the internal market for electricity has been set in several stages, with the aim of a gradual introduction of liberalization and competition elements in the electrical activities of the Member States, by a progressive way and respecting national objectives of general interest (García Mezquita, 2006). Three packages of liberalization measures in the energy market concerning electricity (and natural gas) have been adopted.

We find three provisions relating to the electricity market within the first package. The first two consisted of providing the first preliminary steps in the early 90s and were aimed at preparing the sector to the liberalization measures that came a few years later. It included in particular the **Council Directive 90/377/EEC concerning a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users**, and the **Council Directive 90/547/EEC on the transit of electricity through transmission grids**. The Directive that came later inside this first package was the one that brought the first important changes: it was the **Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity**. This Directive supposed an authentic change, a turning point in the regulation, organization and structure of the electricity sector in the EU, in order to implement effectively the internal electricity market. The Directive 96/92/EC introduced liberalizing measures in all areas of activity - in the generation, transmission, distribution and commercialization of electricity. In the field of generation, two procedures were established for the construction of new plants - authorization or license. Regarding transport, the third-party access to the network (TPA) is envisaged for the first time, and it can be either regulated (through tolls) or negotiated (with the System Operator). Another important point is the unbundling of vertically integrated undertakings, i.e. when engaged in more than one of the four mentioned activities in the electricity sector. An obligation of separation of accounts of these activities was introduced. Finally a timetable for market opening to consumers was set forth, depending on the level of electricity consumption of these. But unfortunately, in this first stage, the Member States pledged themselves in relation to the liberalization of the electricity market only to a minimal extent (Eikeland, 2011).

The second package of measures concerning the electricity was adopted in 2003 and aimed to ensure the full opening of national markets and to guarantee the creation of a truly integrated internal market in electricity (Polo, Scarpa, 2003). In the second package we find the **Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC**. Its principal objectives were the

more effective legal and functional separation of the different phases of the electrical system ("unbundling"), the creation of independent national regulatory agencies, and the opening of the market for non-household customers in 2004 and for domestic consumers in 2007 (Tichý, 2011). This package also included the **Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity**, which established harmonized rules for the cross-border electricity trade (Meeus, Purchala, Belmans, 2005). But even though the second package included significant advancements in the opening of the electricity market, the European Commission pointed several deficiencies related to the insufficient separation of transmission and distribution, the discrimination for the third parties to enter the market, the limitation of competition by large electrical companies, etc.

The third package was adopted in June 2009 and its aim was to correct the deficiencies of the second package defined by the Commission, and also to integrate the energy objectives with the environmental objectives, and to strengthen the security of supply (Karan, Kazdagli, 2011). The most important legal provision of the package was the **Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council concerning Common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC**, which is currently in force. Among the most notable measures, it is first necessary to mention the public service obligations regarding the electricity, and the consumer protection: Member States should ensure to all consumers the right to choose the electricity supplier and to change it easily in a period of three weeks. Member States also should guarantee to the consumers the right to receive from the electricity suppliers all the information about their consumption. And Member States as well should create the office of Ombudsman for energy or an independent consumer protection agency in the field of energy, to guarantee to the consumers all necessary protection in case of complaints.

In regard to the persistent discriminatory measures, it is highlighted the ineffectiveness of separation ("unbundling") of the network management activities on the one hand, and production and supply on the other. This is precisely one of the reasons why there is still the risk of discrimination and non-transparent management by electric companies. Only if this separation is achieved by an effective way, i.e. that the transmission system is independent on the companies that produce and commercialize the electricity, the problem of discrimination in network access, and the lack of transparency in the market, can be solved. The Directive 2009/72/EC includes three options for the unbundling, among which the Member States are free to choose: the ownership unbundling; the designation of the *Independent System Operator* (ISO); or the designation of the *Independent Transmission Operator* (ITO).

Among other measures, it is necessary to emphasize the obligation of each Member State to designate a single national regulatory authority, which has to be independent and which has to exercise its competences impartially. Also, pursuant to the Directive, there should be developed more competitive regional markets, eliminated the restrictions on trade in electricity between Member States, enhanced the cross-border transmission capacity, promoted the production of electricity from renewable energy sources as well as the distributed generation, eased the access to the network for new generation capacity, achieved high standards of public service, etc.

Within the third package, similarly to the second package, in addition to the above analyzed Directive, other necessary regulations are included to correct the deficiencies of the common electricity market. Specifically, a regulation which regards the cross-border trade of electricity - the **Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003**. And also a regulation which, as a novelty, creates the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) - the **Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators**.

With the adoption of the successive Directives and Regulations, the EU has made substantial progress towards achieving an integrated and competitive energy market. Whether the results of the measures approved in the third and last packet will be satisfactory, depends mainly on the implementation of Member States. These measures have been adopted quite recently, but there are yet authors who are very critical of the adequacy of these, indicating that the European energy market still remains highly fragmented, that there are still very high concentration levels, that the consumers continue to have difficulties in changing their supplier, that the prices are still not competitive enough, that the transparency is not the desired, and that there is no effective cross border competition between Member States (Karan, Kazdagli, 2011).



#### **4) Conclusions:**

It became more than evident that there is a need for an action in the field of the energy at the Community level throughout the more than sixty years of the existence of the EU. The energy consumption continues to increase; the volatility of oil prices and the instability of providing regions or transit regions have caused serious problems for the Member States; the energy import dependency is a fact; the deterioration of the environment as well as the climate change are closely related to the energy consumption; and the competitiveness of the EU depends largely on its ability to find answers to these challenges. And enumerating the problems and issues related to the energy that affects both the daily life of European citizens and the functioning of the entire EU, we could continue up to create a very long list. In summary, the energy is a vital question for the functioning of the EU, for the life of its citizens, or for the production of its industry.

From the very beginnings of what is now the European Union, the energy has become an issue of an undeniable importance. With the signing of the ECSC Treaty in 1951, the coal came on scene and through its communitarization the first step has been made. But despite the obvious importance of the energy issue, there was no explicit regulation of the energy until quite recently. There was no legal basis or EU Energy Policy until the entry into force of the Lisbon Treaty in 2009. Heretofore the energy matters were regulated only indirectly, through the common market, the environment or the Trans-European Networks. Currently there does exist a legal basis (Article 194 TFEU) as well as a proper EU Energy Policy, with three main objectives: the security of supply, the competitiveness and the sustainability.

The electricity is necessarily an inherent part of any energy policy - since it represents a quarter part of the final energy consumed in the EU, and in today's society it is impossible to dispense with it. The electricity is one of the pillars of all European actions in the energy field and its importance deserves a special treatment within the Common Energy Policy. The electricity market, consequently, must be a subject to European regulation.

After signing the Single European Act in 1986, Member States agreed to create the internal market by January 1, 1993, which involves the elimination of all physical, legal and fiscal obstacles to ensure the free movement of goods, services, capital and labor force - these Community freedoms necessarily had also to be applied to the energy sector (and hence to the electric sector). The achievement of the energetic internal market was defined as one of the basic objectives of the EU, since the energy as a commodity or service, should also enjoy the established Community freedoms. The energy market, therefore, should be unified, guaranteeing freedom of movement within the EU

and equal conditions in all Member States - through the development of common standards and through the application of Community competition rules. In addition, the creation of the internal market and the opening up of national energy/electricity markets would increase the competition between European energy companies, thereby increasing the competitiveness of the whole. Prices as a result of this competition predictably would go down, so that consumers would be guaranteed a supply at affordable prices (being able at the same time to choose the provider that better meets their requirements).

The need to liberalize the energy markets of the Member States and the need to create a true internal market for the energy, were then defined as a priority. This was the issue identified already in the White Paper *"An energy policy for the European Union"* (1995) as the most important, and the full integration of the energy market was defined as a central and determining factor for European Energy Policy.

The establishment of the energy market (for natural gas and electricity) has been set in several stages, with the objective of introducing elements of progressive liberalization and competition in the energy activities of the Member States, and unifying the energy market at the EU level. There have been adopted three packages of liberalization measures, of which is currently in force the last and most important one. The third package was adopted in June 2009 and with respect to electricity, comprises the Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council concerning Common rules for the internal market in electricity, the Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, and the Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators. The most important tasks integrated in the third package are: the more effective vertical separation of the electric system, the harmonization of the responsibilities of national energy regulatory authorities and the improvements in their cooperation; the creation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators; and the consumer protection. The results now depend mainly on the implementation of the individual Member States.



## **Glossary:**

**Energy Import Dependency:** Energy dependency shows the extent to which a country relies upon imports in order to meet its energy needs. It is calculated using the following formula:  $\text{net imports} / (\text{gross inland consumption} + \text{bunkers})$ .

**Energy Mix:** The energy mix is the mix of energy sources a given area uses = the proportion of different sources in energy production (gross inland consumption level).

**Final Energy Consumption (FEC):** Final energy consumption covers energy supplied to the final consumer's door for all energy uses. It excludes deliveries to the energy transformation sector and to the energy industries themselves, as well as network losses. It is the sum of final energy consumption by industry, transport, household, services, agriculture/forestry, fishing and other. The consumption of electricity is included under this section, as it is a secondary source, produced by energy industries from primary energy sources (such as coal, natural gas, or renewable sources).

**Gross Electricity Generation:** The gross electricity generation is the total generation of electricity produced. It is measured at the outlet of the main transformers. The consumption of electricity in the plant auxiliaries and in transformers is included.

**Gross Inland Consumption (GIC):** Gross inland consumption represents the quantity of energy necessary to satisfy inland consumption of the geographical entity under consideration. It is calculated using the following formula:  $\text{primary production} + \text{recovered products} + \text{imports} + \text{stock changes} - \text{exports} - \text{international marine bunkers}$  (i.e. quantities supplied to sea-going ships). It corresponds to the addition of final consumption, distribution losses, transformation losses and statistical differences.

\* Therefore the Gross Inland Consumption necessarily involves a greater amount of tonnes of oil equivalent (toe) than the Final Energy Consumption, as the second one excludes a significant amount of energy. According to Eurostat data, e.g. for 2007 the amount of Gross Inland Consumption is 1.806.378 toe, while the amount for the Final Energy Consumption is 1.193.356 toe.

**Primary Energy Production:** Any kind of extraction of energy products from natural sources to a usable form is called primary production. Primary production takes place when the natural sources are exploited, for example in coal mines, crude oil fields, hydro power plants or fabrication of biofuels. Transformation of energy from one form to another, such as electricity or heat generation in thermal power plants, or coke production in coke ovens, is not included in primary production.

**Secondary Energy Production:** Refers to the forms of energy which are transformed from other, primary, energy sources through energy conversion processes. Examples are electricity, which is transformed from primary sources such as coal, raw oil, fuel oil, natural gas, wind, sun, streaming water, nuclear power, gasoline etc., but also refined fuels such as gasoline or synthetic fuels.

## **Annex - Structure of the PhD. Thesis (table of contents):**

### **Part I: The relevance of the energy within the EU**

#### **Chapter 1: The energy within the EU**

- 1.1) Energy consumption in Europe
  - 1.1.1) Current facts and forecast for the future
  - 1.1.2) Increasing consumption, decreasing production - the dependency ratio
- 1.2) Energy as a problem: security, competitiveness, sustainability

#### **Chapter 2: Coal, oil and gas - fossil fuels**

- 2.1) Global energy reserves
- 2.2) European energy stocks - increasing dependence
- 2.3) The pipelines (Nabucco, South Stream, Nord Stream, etc.)
- 2.4) Relations EU – Russia

#### **Chapter 3: Renewable energy - the solution for the future?**

- 3.1) Existing sources, implementation and efficiency
- 3.2) Directive 2009/28/EC (on renewable energy)
- 3.3) Policies to promote renewable energy
- 3.4) Profitability of renewable energy

#### **Chapter 4: Nuclear energy - an open debate**

- 4.1) Euratom – importance and contributions
- 4.2) International ITER project and the European Joint Undertaking "Fusion for Energy"
- 4.3) The debate about the future of the use of atomic energy

### **Part II: The difficult road to the Energy Policy of the European Union**

#### **Chapter 5: Creation of the EU Energy Policy**

- 5.1) The beginnings
  - 5.1.1) ECSC Treaty and EURATOM
  - 5.1.2) Energy as a commodity / service
- 5.2) The first concrete actions
  - 5.2.1) White Paper COM (95) 682 - "An Energy Policy for the EU"
  - 5.2.2) Green Papers COM (2000) 769 - European Strategy for the Security of Supply; COM (2005) 265 - on Energy Efficiency; and COM (2006) 105 - European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy
  - 5.2.3) Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament COM (2007) 1 - "An energy policy for Europe"
- 5.3) Setting up of the Energy Policy of the EU
  - 5.3.1) Article 194 of the Treaty on the Functioning of the EU

#### **Chapter 6: Existing energy initiatives**

- 6.1) Seventh Framework Programme for Research and Technological Development (2007-13)
- 6.2) Seventh Framework Programme of Atomic Energy (2007-11)
- 6.3) Competitiveness and Innovation Framework Programme (CIP) (2007-2013) - The Intelligent Energy – Europe Programme
- 6.4) European Energy Programme for Recovery (EEPR)

### **Part III: Measures of regulation and competition in the EU**

#### **Chapter 7: The configuration of the European energy market**

- 7.1) Importance, reasons and objectives of EU action
- 7.2) EU legislation on the energy sector and the energy market
  - 7.2.1) Internal market in electricity
    - First package (electricity): Directives 90/377/EEC, 90/547/EEC, 96/92/EC

- Second package (electricity): Directive 2003/54/EC, Regulation (EC) N° 1228/2003
- Third package (electricity): Directive 2009/72/EC, Regulation (EC) N° 714/2009, Regulation (EC) N° 713/2009
- Case study: Configuration of the electricity market in Spain
  - Legislation: since the privatization of the sector to the "electricity reform"
  - Spanish electricity system (Configuration; Generation/Transmission/Distribution/Commercialization; Unbundling; System Operator and Market Operator)
  - Spanish electricity market (Free market: wholesale/retail; daily market/forward market and sequence of markets. The Last Resource Tariff)
  - Tariff deficit
  - Market power and abuse of dominant position

7.2.2) Internal gas market

7.2.3) National Regulatory Authorities and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators

7.2.4) Exchange mechanisms of CO2 allowances

7.2.5) Legislation on the security of supply

7.3) Interconnection of European energy networks

7.3.1) Decision N° 1364/2006/EC of the European Parliament and the Council - European networks in the energy sector

7.3.2) Priority Interconnection Plan (IPP)

7.4) Comparison of measures and good practices

#### **Chapter 8: Competition in the European energy market and its problems**

8.1) European competition law (Art. 101-109 TFEU) and Competition Policy of the EU

8.2) The Directorate General for Competition of the European Commission (energy and environment sector) and national competition authorities

8.2.1) Problems related to competition in the energy market - Market power and abuse of dominant position

8.2.2) Inquiries on competition in the markets in gas and electricity. Communication from the Commission COM (2006) 851 Final.

8.2.3) Case studies of DG for Competition (electricity market and natural gas)

#### **Part IV: Challenges and future framework**

##### **Chapter 9: By way of conclusion**

9.1) Balance and evaluation of the EU actions

9.2) Projects for the future: Europe 2020 and Europe 2030 Project

9.3) Confrontation of the goals with energetic reality

9.4) More reasonable measures of regulation and competition

9.5) Resume

## **References:**

### **Economic and sectoral literature:**

Beato Blanco, Paulina. *La Liberalización del Sector Eléctrico en España ¿Un Proceso Incompleto o Frustrado?* Ministerio De Industria, Turismo Y Comercio - Información Comercial Española (ICE), Secretaría de Estado de Turismo y Comercio. Noviembre 2005. nº 826.

Cremades, Javier; Rodríguez-Arana, Jaime. *Derecho de la Energía*. La Ley - Grupo Wolters Kluwer, 2006. ISBN: 84-9725-601-8.

de los Llanos Matea Rosa, María. *El Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico*. Boletín Económico de ICE nº 3039, del 1 al 31 de mayo de 2013.

Fabra Portela, Natalia; Fabra Utray, Jorge. *Una reforma para la regulación del Sector Eléctrico. "No es economía, es ideología"*, Deusto S.A. Ediciones, 2012. ISBN: 9788423412952. Posted on 23/12/2012 on Economistas Frente a la Crisis.

Fabra Portela, Natalia; Fabra Utray, Jorge. *El Déficit Tarifario en el Sector Eléctrico Español*. Papeles de Economía Española, nº 134, 2012. ISSN: 0210-9107, "La Energía en España".

Fabra Portela, Natalia; Fabra Utray, Jorge. *Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos*. Cuadernos Económicos de ICE nº 79. ISSN 0210-2633, nº 79, 2010. (Ejemplar dedicado a: Contribuciones a la Economía de la Energía.)

Fabra Portela, Natalia; Toro, Juan. *Price wars and collusion in the Spanish electricity market*. International Journal of Industrial Organization, 23 (2005) 155– 181. 7 April 2005.

Fernández Rancaño, Alfredo; Baena Martínez, Antonio; Arana, Silvestre. *Novedades en el Sector de la Energía introducidas por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*. J&A Garrigues, S.L.P., Novedades Energía. Julio 2013, Madrid.

JASAMB, Tooraj; POLLIT, Michael. *Deregulation and R&D in Network Industries: The Case of Electricity Industry*. University of Cambridge, June 2005.

JASAMB, Tooraj; POLLIT, Michael. *Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress and Liberalization & Integration*. Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, 2005.

KARAN, Mehmet Baha; KAZDAGLI, Hasan. *The Development of Energy Markets in Europe*. Financial Aspects in Energy, A. Dorsman et al. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.

KAYIKÇI, Mehmet Suat. *The European Third Energy Package: How Significant for the Liberalisation of Energy Markets in the European Union?* Social Science Research Network. Energy Market Regulatory Authority of Turkey, January 2011.

KROES, Neelie. *Introductory Remarks on Final Report on Energy Sector Competition Inquiry*. European Commissioner for Competition Policy. Bruxelles, 2007.

KUMARIA, Sacha; NOLAN, Peter; et al. *Power Failure. The Politics of Energy in Western Europe*. The Stockholm Institute Network, August 2009.

LALA, Farbizio. *The Internal Energy Market – Towards a Third Wave of Liberalisation*. Alpina S.r.l., Turin, 2007.

MACHEK, Ondřej. *Srovnání energetických regulačních orgánů ve střední Evropě*. Vysoká škola ekonomická v Praze, 2011.

MACHEK, Ondřej; HNILICA, Jiří. *Metody regulace síťových odvětví*. Vysoká škola ekonomická v Praze, 2011.

MADLENER, Reinhard; GAO, Weiyu; NEUSTADT, Ilja; ZWEIFEL, Peter. *Promoting Renewable Electricity Generation in Imperfect Markets: Price vs. Quantity Policies*. Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN). Faculty of Business and Economics / E.ON Energy Research Center RWTH Aachen University, May 2009.

MEEUS, Leonardo; PURCHALA, Konrad; BELMANS, Ronnie. *Development of the Internal Electricity Market in Europe*. Department of Electrical Engineering (ESAT – ELECTA) Belgium, 2005.

MEZQUITA GARCÍA, Yolanda. *El Mercado de energía en la Unión Europea*. Comisión Nacional de Energía, Madrid, 2006.

NEWBERY, David. *The Relationship between Regulation and Competition Policy for Network Industries*. Paper presented at the conference in tribute to Jean-Jacques Laffont in Toulouse, June 2005.

POLO, Michele; SCAROLA, Carlo. *The Liberalization of Energy Markets in Europe and Italy*. Innocenzo Gasparani Institute for Economic Research, Working Paper No: 230. Milano, 2003.

SMITH, Warrick. *Utility Regulators – The Independence Debate*. The World Bank Group – Finance, Private Sector and Infrastructure Network. Public Policy for the Private Sector N° 127, October 1997.

SOUKUPOVÁ, Jana ; et al. *Mikroekonomie*. 2. Management Press, Praga, 1999.

SYSEL, Ctibor. *Diplomová práce: Vnitřní trh EU – postavení trhu s elektrickou energií*. Vysoká škola ekonomická v Praze, 2011.

THOMAS, Steve. *Electricity Liberalization – Experiences in the World*. The University of Greenwich. Public Services International Research Unit, July 2006.

TICHÝ, Lukáš. *Liberalizace energetického trhu v EU a pozice České republiky*. Současná Evropa, 02/2011.

TINDALE, Stephen. *Connecting Europe's Energy Systems*. Centre for European Reform, September 2012.

#### **EU legislation and publications:**

*ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011*. 29 November 2012. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.

Acta final de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía - Anexo 1: *El Tratado sobre la Carta de la Energía* - Anexo 2: *Decisiones con respecto al Tratado sobre la Carta de la Energía*. Diario Oficial nº L 380 de 31/12/1994. EUR-Lex 21994A1231(52).

Acta final de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía - Anexo 3: *Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados*. Diario Oficial nº L 380 de 31/12/1994. EUR-Lex 21994A1231(53).

BENEFITS OF AN INTEGRATED EUROPEAN ENERGY MARKET, FINAL REPORT. Prepared for Directorate-General Energy European Commission. Booz & Company, Amsterdam. Professor David Newbery, University of Cambridge. Professor Goran Strbac and Danny Pudjianto, Imperial College, London. Professor Pierre Noël, IISS, Singapore. Leigh Fisher, London. Revised 20th July 2013.

COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT: *2009-2010 Report on progress in creating the internal gas and electricity market*. Brussels, 9 June 2011.

COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT: *OWNERSHIP UNBUNDLING. THE COMMISSION'S PRACTICE IN ASSESSING THE PRESENCE OF A CONFLICT OF INTEREST INCLUDING IN CASE OF FINANCIAL INVESTORS*. SWD (2013) 177 final. Brussels, 8.5.2013.

COMMISSION STAFF WORKING PAPER - *Consumer Empowerment in the EU*. SEC (2011) 469 final. Brussels, 07.04.2011.

COMMISSION STAFF WORKING PAPER - *Interpretative note on Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas. THE UNBUNDLING REGIME*. Brussels, 22 January 2010.

COMMISSION STAFF WORKING PAPER: *2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market*. Technical Annex. Brussels, 9 June 2011.

COMMISSION STAFF WORKING PAPER: *AN ENERGY POLICY FOR CONSUMERS*. SEC (2010) 1407 final. Brussels, 11.11.2010.

COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS COM (2010) 639 final. *Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. {SEC (2010) 1346}. Brussels, 10.11.2010.



COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO EUROPEO Y AL PARLAMENTO EUROPEO: *UNA POLÍTICA ENERGÉTICA PARA EUROPA*. COM (2007) 1 final {SEC (2007) 12}. Bruselas, 10.1.2007.

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO COM (2006) 841 final. *Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad*. {SEC (2006) 1709}. {SEC (2007) 12}. Bruselas, 10.1.2007.

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN COM (2006) 851 final. *Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)*. {SEC (2006) 1724}. Bruselas, 10.1.2007.

COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN: *Europa 2020 Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador*. COM (2010) 2020. Bruselas, 3.3.2010.

98/181/CE, CECA, Euratom: *Decisión del Consejo y de la Comisión de 23 de septiembre de 1997 relativa a la conclusión, por parte de las Comunidades Europeas, del Tratado sobre la Carta de la Energía y el Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos medioambientales relacionados*. Diario Oficial nº L 069 de 09/03/1998. EUR-Lex 31998D0181.

DECISIÓN DEL CONSEJO de 13 de julio de 2001 *relativa a la aprobación por la Comunidad Europea de la enmienda a las disposiciones comerciales del Tratado sobre la Carta de la Energía (2001/595/CE)*. Diario Oficial de las Comunidades Europeas 2.8.2001, L 209/32.

DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 11 de noviembre de 2003 *por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas (2003/796/CE)*. Diario Oficial de la Unión Europea 14.11.2003.

DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 16 de mayo de 2011 *que deroga la Decisión 2003/796/CE por la que se establece el Grupo de Organismos Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas*. (2011/280/UE). Diario Oficial de la Unión Europea 17.5.2011.

Declaración de Robert Schuman, 9 de mayo de 1950.

DIRECTIVA 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, *relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad*. Diario Oficial nº L 283 de 27/10/2001.

DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 26 de junio de 2003 *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea L 176/37, 15.7.2003.

DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 *relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea 5.6.2009.



DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/55, 14.8.2009.

DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012 *relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE*. Diario Oficial de la Unión Europea L 315/1. 14.11.2012.

DIRECTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO *SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD*. LEX 70 PE-CONS 3638/1/96 REV 1, COD 00/0384. Bruselas, 19 de diciembre de 1996.

*ERGEG 2010 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*. C10-URB-34-04, 07-Dec-2010. Council of European Energy Regulators ASBL.

*Europa en movimiento*. Junta de Andalucía – Consejería de la Presidencia, Plan de Formación de los Empleados Públicos de Andalucía en Materia Comunitaria ("Proyecto cofinanciado por la UE a través del Programa Operativo Integrado de Andalucía 2000 – 06")

European Commission; Statistical Pocketbook 2010; *EU energy and transport in figures*; ISSN 1725-1095.

European Commission; Statistical Pocketbook 2012; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

European Commission; Statistical Pocketbook 2013; *EU energy in figures*; ISSN 1977-4559.

Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2010; ISSN 1725-4566.

Eurostat Pocketbooks; *Energy, transport and environment indicators*; edition 2012; ISSN 1725-4566.

Eurostat Pocketbooks; *Key figures on Europe 2012*; ISSN 1830-7892.

Eurostat; *Statistics explained archive, Volume 4: Agriculture, environment, energy and transport statistics*; May 2012; ISSN 1977-3951.

Eurostat; *Statistics explained archive, Volume 4: Agriculture, environment, energy and transport statistics*; December 2012; ISSN 1977-3951.

*Final Guidelines of Good Practice on Indicators for Retail Market Monitoring for Electricity and Gas*. Ref: E10-RMF-27-03, 12 October 2010. European Regulators' Group for Electricity and Gas.

Green Paper COM (2000) 769 – *Towards a European strategy for the security of energy supply*. European Commission, Directorate-General for Energy and Transport. European Communities, 2001.

LIBRO VERDE COM (2006) 105 final - *Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*. {SEC (2006) 317} Bruselas, 8.3.2006.

LIBRO VERDE *sobre la eficiencia energética o cómo hacer más con menos*. COM (2005) 265 final. Bruselas, 22.6.2005.

Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL *on energy market integrity and transparency*. COM (2010) 726 final, 2010/0363 (COD). {SEC (2010) 1510 final}. {SEC (2010) 1511 final}. Brussels, 8.12.2010.

Proyecto Europa 2030 – *Retos y oportunidades, Informe al Consejo Europeo del Grupo de Reflexión sobre el futuro de la UE en 2030*. Mayo 2010.

REGLAMENTO (CE) nº 713/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/1. 14.8.2009.

REGLAMENTO (CE) nº 714/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/15. 14.8.2009.

REGLAMENTO (CE) nº 715/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 *sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005*. Diario Oficial de la Unión Europea L 211/36. 14.8.2009.

REGLAMENTO (UE) nº 1227/2011 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2011 *sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía*. Diario Oficial de la Unión Europea L 326/1. 8.12.2011.

Resolución del Consejo de 17 de diciembre de 1974 *relativa a los objetivos comunitarios de política energética para 1985*. Diario Oficial nº C 153 de 09/07/1975.

Resolución del Consejo, de 16 de septiembre de 1986, *relativa a los nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros*. Diario Oficial nº C 241 de 25/09/1986.

Resolución del Consejo, de 17 de septiembre de 1974, *relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad*. Diario Oficial nº C 153 de 09/07/1975.

*Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators*. C12-UR-47-03, 16 April 2013. Status review of DSO unbundling.

*The Commission to act over EU energy markets*. MEMO/06/481. Brussels, 12 December 2006.

*The entry into force of the EU third energy package. The external dimension of the internal market*. European Commission, Directorate-General for Energy.

[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/legislation/doc/20110302\\_entry\\_into\\_force\\_third\\_package.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/doc/20110302_entry_into_force_third_package.pdf)

*The functioning of retail electricity markets for consumers in the European Union, Final report.* ECME Consortium and Directorate-General for Health and Consumers. EAHG/FWC/2009 86 01. November 2010.

*The Importance of ACER for the Internal Energy Market.* Günther OETTINGER, EU Commissioner for Energy. SPEECH/11/144. Ljubljana, 3 March 2011.

*Tratado constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, Tratado CECA.* París, 1951.

*Tratado por el que se constituye la Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM).*

*VERSIÓN CONSOLIDADA DEL TRATADO DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA.* Diario Oficial de la Unión Europea C 115/49. 9.5.2008.

White Paper, COM (95) 682 – *An energy policy for the European Union.* Brussels, 13.12.1995.





UNIVERSITY OF  
ECONOMICS IN  
BRATISLAVA

THE FACULTY OF  
NATIONAL ECONOMY



Bratislava, 1<sup>st</sup> September 2014

TO WHOM IT MAY CONCERN,

We hereby certify that **Mrs. NADĚŽDA BARCALOVÁ** (born on 27<sup>th</sup> September 1985), PhD. student of University of Seville, Spain,

has performed a Research Visit at the **Faculty of National Economy at the University of Economics in Bratislava** during the period 10<sup>th</sup> February - 31<sup>st</sup> August 2014.

Mrs. Naděžda Barcalová has attended courses at our university (Microeconomic Policies, Econometrics), has participated on seminars (e.g. Bratislava Economic Seminar) and workshops during this time, as well as on the Bratislava Summer School 2014 - "New Path of Economic Growth and Social Development for Europe" (18 - 29 August 2014). During this time she also has been working on her PhD. thesis "Regulation and competition in the energy sector of the European Union: prospects and challenges" ("Regulación y competencia en el sector energético de la Unión Europea: retos y perspectivas de futuro") under the supervision of **prof. Ing. MIKULÁŠ LUPTÁČIK, PhD.**, Head of the Department of Economic Policy, Faculty of National Economy, University of Economics in Bratislava.

  
**prof. Ing. MIKULÁŠ LUPTÁČIK, PhD.**

Head of the Department of Economic Policy  
Faculty of National Economy  
University of Economics in Bratislava







Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía  
Consejería de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo

**D. José Félix Riscos Gómez**

Director del Departamento de Estudios  
y Promoción de la competencia  
Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía

**CERTIFICA:**

Que Dña. Nadezda Barcalova;

Ha realizado muy satisfactoriamente el trabajo de investigación titulado;

***“Legislación de la Unión Europea relativa al mercado eléctrico y la configuración del mercado eléctrico en España”.***

Asimismo, ha participado activamente en los trabajos que desarrolla de forma habitual este Departamento de Estudios colaborando en los informes en materia de competencia a lo largo de su estancia como becaria en la Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía, todo ello de conformidad con lo dispuesto en la Resolución Rectoral de 22 de febrero de 2013, por la que se convocaron dos becas de investigación y formación en política de competencia en virtud del convenio marco de colaboración entre la Agencia de Defensa de la Competencia de Andalucía y la Universidad de Sevilla para el desarrollo de la Cátedra de Política de Competencia para el curso 2012/ 2013.

Y para que así conste, a los efectos oportunos y según lo dispuesto en la mencionada convocatoria, se emite el presente certificado.

En Sevilla, a 24 de Octubre de 2014.



Fdo.: José Félix Riscos Gómez







European  
Commission

# TRAINEESHIP CERTIFICATE

Naděžda BARCALOVÁ

completed in-service training in  
the DG / Service:

Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs

of the European Commission

1 March 2015 31 July 2015

from

to

Brussels, July 2015



Belén BERNALDO DE QUIRÓS

Head of the Traineeship Unit





## EUROPEAN COMMISSION - COMMISSION EUROPEENNE

Directorate-General for Education and Culture - Direction générale de l'éducation et de la culture

Traineeship Office - Bureau des Stages

Brussels, 29/07/2015

### In-service training report (filled by the trainee's adviser)

Name of the trainee	Naděžda BARCALOVÁ
Training period (from/to)	01/03/2015 - 31/07/2015
Directorate-General	Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs
Service	Economic Analysis
Name of the Adviser	Francisco De Asis CABALLERO SANZ

#### Task description

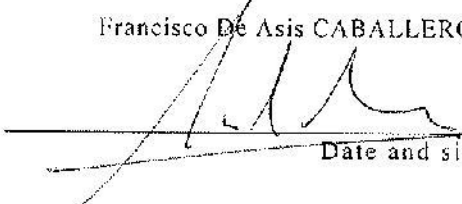
The trainee was assigned three main tasks in GROW A:

1. Study different policy approaches to foster the use of renewable energy sources in Member States, paying attention to the diversity of policy instruments used
2. Contribute to the preparation of a Latin America - EU conference in Santiago de Chile on industrial policy issues
3. Different administrative and organisational tasks of support to unit activities

#### Adviser's appreciation

Nadia is a very intelligent professional with considerable potential to develop a career in public or private organisations. Her language skills are excellent and she communicates very effectively with colleagues. She has an excellent capacity to understand complex arguments and express her points of view in a clear and concise way. With the exception of the several weeks that she spent in a voluntary contribution to the work of another unit, she has made a valuable contribution to the work of this unit.

Francisco De Asis CABALLERO SANZ

  
Date and signature